

Konsortial- Abschlussbericht

Verbundprojekt
E-Energy: E-DeMa

Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energie-systeme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft

**Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages**

Konsortialführer: **RWE Deutschland AG**		
Projektleiter: **Prof. Dr. Michael Laskowski**		Tel.: +49 201 12-28567
Laufzeit des Vorhabens: von: **1.1.2009**	bis: **31.03.2013**	Fax: +49 201 1212-28567
Berichtszeitraum: von**: 1.1.2009**	bis**: 31.03.2013**	E-mail: michael.laskowski@rwe.com

Erstellungsdatum: 16. Oktober 2013

Projektpartner:

Name	FKZ
RWE Deutschland AG	**01ME08019A**
Siemens AG (Projektende 31.12.2012)	**01ME08020**
Miele & Cie. KG	**01ME08022**
SWK SETEC GmbH	**01ME08023**
ProSyst Software GmbH (Projektende 31.12.2012)	**01ME08024**
Technische Universität Dortmund	**01ME08025**
Fachhochschule Dortmund	**01ME08026**
Ruhr-Universität Bochum	**01ME08027**
Universität Duisburg-Essen	**01ME08028**

Redaktion

Silvio Becher	Siemens AG
Hans-Jörg Belitz	Technische Universität Dortmund
Majlinda Caci	RWE Deutschland AG
Karl Dietrich	Siemens AG
Alexander Ebert	Siemens AG
Reinhard Frank	RWE Deutschland AG
Dr. Oliver Helge Franz	RWE Deutschland AG
Leander Grunwald	RWE Deutschland AG
Dr. Petra Giese	SWK Stadtwerke Krefeld AG
Kai Hackbarth	ProSyst Software GmbH
Christian Hägerling	Technische Universität Dortmund
Sabine Häring	Miele & Cie. KG
Thomas Holtschneider	Universität Duisburg-Essen
Dieter König	Technische Universität Dortmund
Prof. Dr. Gerhardt Krost	Universität Duisburg-Essen
Markus Kuller	Fachhoschule Dortmund
Prof. Dr. Michael Laskowski	RWE Deutschland AG
Stephan Merk	Siemens AG
Martin Plaspohl	RWE Deutschland AG
Fabian Pursche	ProSyst
Melanie Rogalski	RWE Deutschland AG
Stefan Rottländer	SWK Stadtwerke Krefeld AG
Patrick Wichern	Deloitte & Touche GmbH
Dr. Heiko Winkes	RWE Deutschland AG
Sabine Winter	Technische Universität Dortmund

Impressum

Herausgeber:
Dr. Oliver Franz, RWE Deutschland AG, Kruppstr. 5, 45128 Essen
Dieter König, Technische Universität Dortmund, Emil-Figge-Str. 70, 44227 Dortmund

Unter Mitwirkung von

Thomas Aundrup	RWE Deutschland AG
Winfried Bappert	RWE Deutschland AG
Wilhelm Becker	RWE Deutschland AG
Dr. Kolja Eger	Siemens AG
Frederik Einwächter	Ruhr-Universität Bochum
Hans Jürgen Hammelmann	RWE Deutschland AG
Rolf-Dieter Kasper	RWE Deutschland AG
Prof. Dr. Rüdiger Kays	Technische Universität Dortmund
Andreas Kleinert	ProSyst
Hans-Werner Kneittinger	RWE Deutschland AG
Prof. Dr. Ingo Kunold	Fachhochschule Dortmund
Nils Langhammer	Technische Universität Dortmund
Dr. Franz-Werner Linden	RWE Deutschland AG
Bert Plonus	Miele & Cie. KG
Thomas Quante	RWE Deutschland AG
Prof. Dr. Christian Rehtanz	Technische Universität Dortmund
Ewald Riedel	Siemens AG
Wolfgang Schley	RWE Deutschland AG
Jens Schmutzler	Technische Universität Dortmund
Prof. Dr. Constantinos Sourkounis	Ruhr-Universität Bochum
Roman Strele	Siemens AG
Dr. Jürgen Tusch	RWE Deutschland AG
Prof. Dr. Christian Wietfeld	Technische Universität Dortmund

Vorwort

Als das Forschungsrahmenprogramm E-Energy vor gut sechs Jahren aus der Taufe gehoben wurde, konnte sich wohl niemand vorstellen, welche Bedeutung und welches Interesse die Ergebnisse die dann durchgeführten sechs Modellprojekte haben würden. Die im Programmverlauf von der Bundesregierung „ausgerufene“ Energiewende hat die Projekte zusätzlich beflügelt und verschaffte ihren Ergebnissen eine unmittelbare Aufmerksamkeit. Die Erwartungen der Öffentlichkeit waren und sind hoch; zum Zeitpunkt der Energiewende hatten zwar alle Projekte bereits erste Ergebnisse erzielt, sie waren aber keinesfalls abgeschlossen. Dies war nicht immer einfach zu vermitteln.

E-DeMa als eins von sechs Modellprojekten hatte sich zum Ziel gesetzt, dezentral vernetzte Energiesysteme zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft zu entwickeln und zu demonstrieren. Die Kompetenzen zu der dabei notwendigen Verknüpfung von Energietechnik mit Informations- und Kommunikationstechnik brachten als Projektpartner Institute der der Hochschulen aus Dortmund, Bochum und Duisburg / Essen sowie der RWE Deutschland, den Stadtwerken Krefeld, Siemens, ProSyst und Miele in das Konsortium ein, das sich dieser Herausforderung gestellt hat. Dieses Konsortium hat sich über seine Projektlaufzeit von vier Jahren sehr intensiv mit dem Aufbau einer zweiteiligen Modellregion auseinander gesetzt, Technik geplant, entwickelt und aufgebaut, Kunden gesucht und überzeugt. Das alles zeigt, dass die Energiewende vom Einsatz neuer Technologien abhängig ist, dabei aber nicht die Menschen verlieren darf, die im Zentrum aller Anstrengungen stehen. Das Zusammenspiel von Mensch und Technik, eigentlich keine wirklich neue Erkenntnis, ist das Geheimnis einer erfolgreichen Energiewende. E-DeMa hat in seinem Projektverlauf zeigen können, dass sich Flexibilitäten, also die Verschiebung von Energieverbräuchen in tarif-incentivierte Zeiten, im Wesentlichen nur dann realisieren lassen, wenn Kunden aktiv mitwirken. Das heißt nicht, dass sie ihre Lebensgewohnheiten dem Dargebot von erneuerbarer Energie komplett anpassen müssen und sich ihnen ausliefern, sondern die ihnen angetragenen technischen Hilfsmittel nur so einsetzen, dass dem Großen und Ganzen und natürlich ihrem Geldbeutel nutzen. Energetisch richtiges Verhalten kann mit technischer Unterstützung mittelfristig so einfach werden wie das tägliche Zähneputzen.

Neben allen technischen Lösungen im Projekt konnte E-DeMa erreichen, dass die projekteigenen Ideen und das Gedankengut zu Fragen der Energiewende in Gremien, Verbänden, politischen Institutionen und sogar in der breiten Öffentlichkeit weit diskutiert wurden. Seit E-DeMa ist die Flexibilisierung von Lastgängen und die besondere Bedeutung von „Prosumern“ (Kunden die Energie verbrauchen und erzeugen) ein fester Bestandteil der Energiewende. Neue Projekte und Ableitungen beschäftigen sich derzeit mit der Ausgestaltung der Geschäftsmodelle, denen die Flexibilitäten zugrunde liegen, seien sie eher vertrieblich oder netztechnisch orientiert. Dieses Projekt hat viele „Kinder“, also weiterge-

hende Projekte, die das im Projekt gewonnene Know-how nutzen, darauf aufbauen und es weiterentwickeln. In seinem Verlauf konnte E-DeMa eine Vielzahl von wissenschaftlichen Veröffentlichungen, Vorträgen, Bachelor- und Masterarbeiten sowie Dissertationen hervorbringen. Der Erkenntnisgewinn durch E-DeMa ist bedeutsam! Als das Projekt vor gut vier Jahren startete, war keinem der Projektteilnehmer klar, was ihn erwarten würde. Umso mehr können nun zum Ende der Projektlaufzeit alle Projektmitarbeiterinnen und Projektmitarbeiter stolz über die erreichten Ergebnisse sein, die dieses Projekt hervorgebracht hat.

Abschließend möchte ich mich beim Fördermittelgeber, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und beim Projektträger, dem PT-DLR, für das entgegengebrachte Vertrauen und die permanente Unterstützung bedanken. Namentlich hervorheben möchte ich die Herren Dr. A. Goerdeler, Dr. M. Zinke sowie Herrn J. Brinkmann aus dem BMWi und Herrn G. Seher vom PT-DLR, die unserer Arbeit stets allergrößtes Interesse entgegen gebracht und dem Projekt jederzeit unterstützend und förderlich zur Seite gestanden haben.

Zusätzlich danke ich sehr allen Konsortialpartnern, den Kolleginnen und Kollegen des Lenkungskreises, den Arbeitspaketleitern und ganz besonders den Projektmitarbeiterinnen und Projektmitarbeitern, ohne deren Engagement das Projekt nicht zu diesem erfolgreichen Ende hätte geführt werden können.

Nicht zuletzt gilt mein besonderer Dank den Redakteurinnen und Redakteuren des Abschlussberichts, die am Ende der vierjährigen Projektarbeit unter der Leitung der Chefredakteure Dr. Oliver Franz und Dieter König die wesentlichen Ergebnisse des E-DeMa-Projektes zusammengetragen und hier beschrieben haben.

Im Juli 2013

Prof. Dr. Michael Laskowski, Projektleiter E-DeMa, RWE Deutschland AG

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Einleitung

Aufgrund der sich rasch ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der Einbeziehung dezentraler elektrischer Energieerzeuger werden neue Technologieanpassungen durch Systeminnovationen sowie eine Optimierung der Organisationsstrukturen erforderlich. Bestehende Technologien waren bislang meist nur Insellösungen und nur bedingt für eine integrative informationstechnische Behandlung geeignet. Aufgrund der wachsenden Anforderungen an die Energieeffizienz bestand und besteht die zwingende Notwendigkeit von intelligenten und effizienten Lösungen in der Energiewirtschaft. Vor diesem Hintergrund war das Projektkonsortium bestrebt, unter Einbeziehung aller innerhalb der Wertschöpfungskette relevanten Akteure ein zuverlässiges Modell für den E-Energy- Marktplatz der Zukunft zu entwickeln und diesen in einem Pilotprojekt zu testen.

Das übergeordnete Projektziel war die Verknüpfung zwischen den Bereichen Energietechnik und Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und damit die Schaffung von E-Energy. Eine ähnliche Verknüpfung wurde bereits in den verschiedensten Bereichen wie beispielsweise E-Commerce, E-Government oder E-Administration erfolgreich umgesetzt. Durch das vorliegende Projekt wurde ein entscheidender Beitrag für eine vergleichbare Umsetzung im Energiesektor geleistet und es wurden entsprechende Synergieeffekte freigesetzt.

Die Verknüpfung von Energie und IKT zu E-Energy bildete die Grundlage für das technische Projektziel des Projektkonsortiums – den E-Energy-Marktplatz 2020: Stromkunden (Prosumer) wurden auf einem offenen elektronischen Marktplatz mittels IKT- Gateways mit Energiehändlern, Verteilnetzbetreibern und weiteren Akteuren innerhalb einer Modellregion im Rhein-Ruhr Gebiet verbunden, wodurch sich neue Geschäftsmodelle für eine aktivere Marktteilnahme der Akteure ergeben. Durch die systemische Entwicklungsarbeit des Projektkonsortiums wurden Aspekte der Netzbetriebsführung, Inhouse-Anwendungen, zeitnahe Verbrauchsdatenerfassung und -bereitstellung berücksichtigt und es wurde ein innovatives Modell für die intelligente Integration der Akteure im Markt für elektrische Energie entwickelt, um den zukünftigen Ansprüchen der dezentralen Einspeiser in einem stärker fragmentierten Markt begegnen zu können. Dieser E-Energy-Marktplatz wurde im Rhein-Ruhr-Gebiet in einem groß angelegten Modellversuch demonstriert und evaluiert.

Der vorliegende Abschlussbericht fasst die Ergebnisse der vierjährigen Entwicklungsarbeit des E-DeMa-Konsortiums zusammen. Er gliedert sich dabei in einen Managementteil (A) und einen Berichtsteil (B), der die erzielten technisch-wissenschaftlichen Ergebnisse des Vorhabens detailliert wiedergibt.

Im Management-Teil des E-DeMa-Abschlussberichts erfolgt eine kurze Darstellung im Sinne eines Sachberichts zu den folgenden Aspekten des Fördervorhabens bzw. seiner Durchführung, wie er durch die NKBF 98[1] definiert ist:

- Aufgabenstellung des Projekts;
- Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde;
- Planung und Ablauf des Vorhabens;
- wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde;
- Zusammenarbeit mit anderen Stellen;
- Darstellung des voraussichtlichen Nutzens, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses;

[1] Nebenbestimmungen für Zuwendungen auf Kostenbasis des Bundesministeriums für Bildung und Forschung an Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

- Bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen während der Durchführung des Vorhabens.

Die Darstellung hat dabei zum Ziel, das E-DeMa Projekt einerseits in einen größeren Kontext einzuordnen und andererseits bestimmte Eckdaten der Projektdurchführung zusammenfassend darzustellen.

Der zweite Teil dieses Abschlussberichts gibt die technisch-wissenschaftlichen Ergebnisse des Projektes in detaillierter Form wieder.

Während im ersten Kapitel das Konzept beschrieben wird, welches das E-DeMa-Konsortium zum Ausgangspunkt seiner Arbeiten gemacht hat, wird in den weiteren Kapiteln dargestellt, wie das Konsortium dieses Konzept im Rahmen der Entwicklungsarbeiten umgesetzt hat. Hierbei hat es sich frühzeitig als sinnvoll und zielführend erwiesen, die Umsetzung in den weiteren technischen Arbeitspaketen bzw. mit Blick auf den Feldversuch differenziert zu betrachten. Dabei unterscheidet das E-DeMa-Konsortium einerseits zwischen dem sog. „Szenario 2020“, welches eine vertiefte und technisch ausgearbeitete Umsetzung des Konzepts darstellt und dem Szenario „Feldversuch“, welches die tatsächliche Umsetzung des Konzepts für den Feldversuch beschreibt. Gegenstand des zweiten Kapitels ist die Beschreibung der entwickelten technischen Lösungen, die für die Realisierung des Feldversuchs erforderlich waren. Zusätzlich finden bezüglich einer Reihe von Fragen (bspw. vergleichende Analyse von Kommunikationsmedien für den flächendeckenden Einsatz, Auswirkungen von Laststeuermaßnahmen auf das Bilanzkreismanagement von Regelzonen), die für das Konzept von grundlegender Bedeutung sind, aber im Feldversuch aus praktischen oder budgetären Gründen nicht darstellbar sind, Simulationen statt. Hierfür wurden zunächst entsprechende Simulationsumgebungen aufgesetzt und entsprechend kalibriert. Mithilfe der Simulation konnten wichtige Erkenntnisse zur Entwicklung der E-DeMa-Komponenten und deren Systemintegration gewonnen werden, um den eigentlichen Feldversuch zu konfektionieren.

Die Beschreibung von Aufbau und Durchführung des Feldversuchs ist Gegenstand von Kapitel 3. Neben der Auswahl der Testkunden und der Ausstattung der Haushalte dieser Kunden war der Aufbau der IKT-Infrastruktur ein wesentlicher Aspekt der konsortialen Arbeit hin zur Durchführung des Feldversuchs. Bereits aus diesen Arbeiten konnten wichtige Erkenntnisse im Hinblick auf eine realistische Einschätzung der Umsetzbarkeit des E-DeMa-Konzeptes für das Szenario 2020 gewonnen werden.

Die Auswertung des Feldversuchs wird im Kapitel 4 beschrieben. Dieses Kapitel beschreibt die Hauptbefunde und Erkenntnisse, die aus der energiewirtschaftlichen Auswertung der Daten aus dem Feldversuch und einer Befragung der teilnehmenden Kunden am Feldversuch gewonnen wurden. Weiterhin werden die Ergebnisse der Netzsimulation entlang des Feldversuchs sowie die Befunde und Erkenntnisse bzgl. des Zählerdatenmanagements und der bereitzustellenden Informationen in einer E-DeMa-Welt aufgezeigt.

Der technisch-wissenschaftliche Bericht schließt mit einem Resümee ab, in dem die wesentlichen Erkenntnisse, die im Laufe der Projektdurchführung und im Feldtest gewonnen werden konnten, zusammenfassend wiedergegeben sind.

A. Management

1. Aufgabenstellung

Das übergeordnete Projektziel bestand in der Schaffung eines schnittstellenoffenen, elektronischen E-Energy-Marktplatzes durch die Verknüpfung der Bereiche IKT und Energie für die langfristige Weiterentwicklung der Energiemärkte. Der Marktplatz sollte die Voraussetzung zur aktiven Partizipation aller Akteure schaffen, welches anhand einer Modellregion demonstriert sowie evaluiert werden sollte. Zudem sollte ein Modell eines E-Enery-Marktplatzes entstehen, welches validiert und parametrisiert werden sollte, um das Zusammenspiel des E-Energy-Marktes und der IKT-Infrastruktur darzustellen.

Über den E-Energy-Marktplatz wurden Prosumer (vormals passive Stromkunden agieren als Stromproduzenten und -konsumenten) auf einem offenen elektronischen Marktplatz mittels IKT-Gateways mit Energiehändlern, Verteilnetzbetreibern und weiteren Akteuren innerhalb einer Modellregion im Rhein-Ruhr-Gebiet verbunden. Die Modellregion setzte sich aus zwei Teilmodellregionen (TMR) in zwei verschiedenen Verteilnetzen (Verteilnetz der RWE Deutschland AG in Mülheim a. d. Ruhr; Verteilnetz der Stadtwerke Krefeld) zusammen.

Hierdurch wurden die Voraussetzungen für eine aktive Marktteilnahme der Akteure und damit für neue Geschäftsmodelle sowie einen effizienteren Umgang mit Energie geschaffen. Im Kern sollten Aspekte von Netzbetriebsführung, Inhouse-Anwendungen sowie zeitnaher Energiedatenerfassung und -bereitstellung evaluiert werden. Hierzu galt es, Energie und IKT zu E-Energy zu verknüpfen. Technische Herausforderung war insbesondere eine Vernetzung der Bereiche Smart Grid[2], Smart Metering und Smart Home über sog. IKT-Gateways und eine IKT-Infrastruktur.

Demnach bestand das **technische Projektziel** in der Ausrüstung der Modellregion mit einer bidirektionalen IKT-Infrastruktur zur intelligenten Erfassung von Verbrauchs- und Einspeisedaten und deren Bereitstellung für den Marktplatz sowie der intelligenten Steuerung von Endgeräten und Einspeisern. Die wesentlichen wissenschaftlich-technischen Arbeitsziele des Vorhabens ließen sich in den folgenden drei Themenfeldern zusammenfassen:

- *E-Energy-Marktplatz*
  Ermöglichung einer optimal passenden Energiebeschaffung unter Berücksichtigung der Erhöhung der Transparenz und des Komforts für die Kunden und darüber hinaus Setzen von Anreize für energieeffizientes Verhalten. Folgende Punkte waren hierbei zu beachten:
    - Gewährleistung des Datenschutzes
    - Anpassung bestehender Technologien, Komponenten, Standards und Plattformen aus dem IKT-Bereich an die speziellen Bedürfnisse der Elektrizitätswirtschaft
    - Verarbeitung der auf dem Marktplatz eingestellten Daten in für die Kunden bedarfsprofilgerechte Angebote

[2] In der Definition des BDEW, welche E-DeMa für im Prinzip zutreffend erachtet, ist: "Ein Smart Grid (…) ein Energienetzwerk, das das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Marktteilnehmer, die mit ihm verbunden sind, integriert. Es sichert ein ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit niedrigen Verlusten und hoher Verfügbarkeit."

- *Technikbetrieb und -wartung*
  Erreichung und dauerhafte Gewährleistung einer Integration der Einzelsysteme durch den iterativen Optimierungsprozess zwischen Simulation und Modellregion sowie Entwicklung einer ganzheitlichen und langfristigen Wartungsstrategie, welche die Interessen aller Akteure berücksichtigt. Folgende Punkte waren hierzu erforderlich:
  - Aufbau der digitalen Vernetzung der einzelnen Teile im Bereich Technikbetrieb und -wartung auf innovativen und auf bereits vorhandenen IKT-Lösungen der Energietechnik
  - Integration der Einzelsysteme, um eine intelligente Interaktion der technischen Prozesse und Systemkomponenten unter einem neuen organisatorischen und rechtlichen Rahmen, jedoch entlang der gesamten Wertschöpfungskette gewährleisten zu können
- *Kopplung von Marktplatz und Technikbetrieb*

  Bei der Kopplung von Marktplatz und Technikbetrieb galten folgende Prämissen:
  - Schaffung eines belastbaren Standards, welcher universell nutzbar ist sowie interoperabel die Prozesse des Marktes und des Technikbetriebs miteinander verbinden kann
  - Integration von Daten in das Netz möglichst in Echtzeit, um zeitnahe Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen darzustellen und diese in Kopplung mit dem Betriebsmanagement der Elektrizitätserzeuger und Netzbetreiber entsprechend optimieren zu können

Mit dem Projekt E-DeMa wurden die **förderpolitischen Ziele** der Ausschreibung „E-Energy – Informations- und kommunikationstechnologiebasiertes Energiesystem der Zukunft" des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie sowie des Bundesministeriums für Umwelt und Reaktorsicherheit adressiert. Diese sahen im Wesentlichen folgende drei Themenbereiche vor:

- Schaffung eines E-Energy-Marktplatzes, der den elektronischen Geschäfts- und Rechtsverkehr zwischen den Marktteilnehmern ermöglicht
- Online-Verknüpfung und Computerisierung von Technik-Betrieb und -Wartung, so dass eine weitgehend automatisierte Kontrolle, Analyse, Steuerung und Regelung des technischen Gesamtsystems sichergestellt werden kann
- Online-Kopplung von Marktplatz und Technikbetrieb, die die digitale Interaktion von Geschäfts- und Technikbetrieb gewährleistet

Im Folgenden ist dargestellt, wie das Projekt an die Themenbereiche anknüpfte:

- *E-Energy-Marktplatz*

  Durch das Projekt wurden elektronische Informations-, Kommunikations- und Transaktionsprozesse zu Marktbeziehungen zwischen den einzelnen Akteuren in der Elektrizitätswirtschaft aufgebaut. Durch den Entwurf neuer Geschäftsprozesse und Dienstleistungsfelder sowie die Harmonisierung der regulatorischen und kommerziellen Rahmenbedingungen konnten mehr Markttransparenz und eine höhere Akzeptanz beim Prosumer für individuelle Tarifoptionen erwartet werden.

  Durch die effiziente Gestaltung neuer Geschäftsprozesse beim Betrieb elektrischer Netze in enger Abstimmung mit dem Energiehandel können mittels der Ergebnisse des Projektes neue

Wettbewerbsstrukturen ermöglicht sowie zum Nutzen und Vorteil der Kunden realisiert werden. Als Ergebnis dieser Entwicklung kann ein „Internet der Energie“ entstehen, das eine vollständige, nahtlose Kommunikation zwischen allen Interessensvertretern des Strommarktes ermöglichen wird.

Innerhalb des Projektes erfolgte aufbauend auf einem elaborierten Konzept und dessen technischer Umsetzung eine Simulation der technologischen Annahmen mit einer anschließenden Testphase in zwei Teilmodellregionen, in welcher die Pilotanlagen technologisch getestet und innerhalb eines neu zu entwerfenden rechtlichen und politischen Rahmens auf ihre organisatorische Machbarkeit hin überprüft wurden.

Die in der Simulation gewonnenen Daten flossen direkt in den Aufbau der Modellregion mit ein und wurden dort auf ihre Machbarkeit und Implementierungsfähigkeit hin überprüft. Während des Feldversuchs wurden die realen Daten aus der Modellregion kontinuierlich zur Optimierung der virtuellen Darstellung herangezogen. Auf diese Weise konnte ein iterativer Prozess zur Optimierung der Konfiguration und Abstimmung bzgl. der technischen Komponenten und des organisatorischen Rahmens zwischen den Partnern etabliert werden.

- *Technikbetrieb und -wartung*

  Im Rahmen des Projektes wurden auf aktuellen Datenübertragungsstandards neue Applikationen aufgesetzt, welche die innerhalb eines Haushalts generierten Daten über ein IKT-Gateway auf den E-Energy-Marktplatz weiterleiten. Dies diente der Erreichung eines diskriminierungsfreien E-Energy-Marktplatzes und der gleichzeitigen Einhaltung aller physikalischen durch den Netzbetrieb gegebenen Randbedingungen.

  Dazu war es erforderlich, die Schnittstellen (technologisch wie organisatorisch) zu vereinheitlichen und damit Standards und Sicherheitslösungen für den Alltagsbetrieb zu entwickeln. Die IKT-Systeme sollten eine intelligente Vernetzung der einzelnen Systemkomponenten in der Wertschöpfungskette von der Stromerzeugung über die Verteilung im Netz bis zum Verbrauch in den Smart Homes gewährleisten. Diese Standards wurden innerhalb der Modellregion empirisch getestet und an sich verändernde Rahmenbedingungen angepasst.

- *Kopplung von Marktplatz und Technikbetrieb*

  Durch ein intelligentes Gateway zwischen öffentlichen Kommunikationsnetzen und Inhouse-Netzen (Smart Home) konnten die auf die diesseits und jenseits des IKT GWs anfallenden Daten (generiert z.B. durch Smart Metering) zeitnah transportiert und zielgerichtet verteilt werden. Die Daten wurden auf dem E-Energy-Marktplatz eingestellt und den Akteuren unter Einhaltung von Datenschutzrestriktionen zur Verfügung gestellt, um den Marktplatzbetrieb so gestalten zu können, dass er einem offenen Wettbewerb möglichst nahe kam.

2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Wesentlich für die Entstehung und Durchführung des Vorhabens waren die Voraussetzungen unter denen es durchgeführt wurde. Aufgrund der sich ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie der voranschreitenden Liberalisierung der Energiemärkte in Deutschland und Europa waren vor Projektstart Technologieanpassungen durch Systeminnovationen sowie eine Optimierung der Organisationsstrukturen erforderlich. Zusätzliche Treiber waren die Einbeziehung dezentraler elektrischer Energieerzeuger in den Energiemarkt sowie die zunehmende Notwendigkeit zu einer sparsameren Energienutzung durch die Erhöhung der Umweltbelastungen, Brennstoffverknappung und Preiserhöhungen begründet.

Hierzu war es vor Projektbeginn erforderlich, zur beschleunigten Einbeziehung und Ausschöpfung der Modernisierungspotenziale, neben der Energietechnik und Energiewirtschaft fortgeschrittene Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sowie darauf basierende Anwendungen und Dienste in der gesamten Wertschöpfungskette der Energieversorgung – von der Erzeugung über Transport und Verteilung bis hin zum Verbrauch – einzubeziehen.

2.1. Entwicklung und Stand der IKT Technologien

Entsprechend der grundsätzlichen Ausrichtung des Förderprogramms auf eine stärkere Durchdringung des Energiesystems mit IKT war für die Durchführung des Projekts vor allem die Entwicklung und der Stand der IKT von großer Bedeutung und wurden durch E-DeMa entsprechend gewürdigt. Allerdings war hierzu zunächst festzustellen, dass bestehende technologische Lösungen, die innerhalb der IKT verfügbar waren, meist nur Insellösungen und nicht ohne Weiteres bzw. ohne Anpassungen auf die E-Energy-Modellregionen übertragbar.

Zusätzlich wurden in den vergangenen Jahren verschiedene nationale und internationale Forschungsprojekte durchgeführt, die Teilaspekte des Themenbereiches E-Energy adressierten:

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) geförderte Projekt SELMA (Sicherer ELektronischer Messdaten-Austausch) hat sich insbesondere mit Forschungsthemen im Bereich des Zählerdatenmanagements befasst. Dort wurden erste Konzepte zur Nutzung von offenen Kommunikationsnetzen zur Übertragung von Messdaten untersucht. Das hier vorgeschlagene Projekt wird darüber hinaus die gegenüber einer reinen Messdatenerfassung erweiterten Anforderungen integrieren.

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Projektes SESAM (SElbstorganisation und Spontanität in liberalisierten und harmonisierten Märkten) wurden Möglichkeiten zur Organisation künftiger (liberalisierter) Energiemärkte entwickelt (z.B. Anreizsysteme). Aufgrund des ökonomischen Fokus des Projektes wurden die netztechnischen Aspekte sowohl des energietechnischen Verteilnetzes wie der Kommunikationsinfrastruktur nicht betrachtet. Die aus diesem Projekt abgeleiteten Rahmenbedingungen künftiger Energiemärkte werden im vorliegenden Projekt Berücksichtigung finden. Mit der Liberalisierung des europäischen Strommarktes ist das Geschäftsfeld des Stromhandels entstanden, in dessen Umfeld Geschäftsbeziehungen aktiv und kreativ betrieben werden können.

Eine weitere wichtige Voraussetzung für das Projekt E-DeMa stellte die Bereitschaft dar, insbesondere Stromverteilnetze beim weiteren Anwachsen von erneuerbaren Energien über ihr heutiges Maß hinaus „intelligent“ auszugestalten, um damit in relevanten Fällen von einem zeitnahen heute noch gesetzlich vorgeschriebenen Netzausbau absehen zu können. Dieser sogenannte Smart-Grid-Ansatz entwickelt eine integrierte Perspektive von der Erzeugung bis zum Endverbraucher. Die zentralisierte

Elektrizitätserzeugung bleibt zwar weiterhin von überwiegender Bedeutung, aber neue Elemente wie dezentrale Stromerzeugung, Demand Side Management, erhöhte Reservekapazität usw. bewirken eine wesentliche Veränderung der Konfiguration des Systems. Hier sind interdisziplinäre Ansätze, z.B. bei der Einbindung von stochastischen Energieerzeugern wie Wind- und Photovoltaikanlagen, gefordert. Die Umrüstung der bestehenden Netze zum Smart Grid ist ein langfristiger evolutionärer Prozess, da die Technik im Netz nicht innerhalb von 3-5 Jahren ausgetauscht werden kann. Aus einer starren Infrastruktur und stets gleichbleibendem Betrieb wird dabei eine dynamische, „lernende" Infrastruktur, die vorausplanend betrieben wird. Die betrieblichen Grundsätze erfahren dabei einen Wandel

von	Zu
Zentraler Erzeugung, dezentralem Verbrauch	Zentraler und dezentraler Erzeugung, Lastflussumkehr möglich
Lastfluss nach Kirchhoff	Gezielte Steuerung des Lastflusses mittels Leistungselektronik
Regelbare Erzeugung richtet sich nach Leistungsnachfrage	Regelbare Erzeugung, fluktuierende Einspeisung und Leistungsnachfrage im dynamischen Gleichgewicht
Manueller Reaktion auf kritische Netzsituationen	Vorausschauender Vermeidung kritischer Situationen, automatischer Abwehrhandlungen
Starren Schwellwerten zur Überlastabschaltung	Kontrollierter Überlastung zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten
Periodischer Wartung	Zustandsbasierter Instandhaltung

Die zunehmende Einbindung heute eher inaktiver Kunden als Prosumer in die marktliche Interaktion in der Energieversorgung durch die Installation bidirektionaler Kommunikationseinheiten, „intelligenter" Geräte und steuerbarer Mikroerzeugungssysteme wird einen deutlichen Einfluss auf das Netz haben. Der Kunde nimmt künftig zunehmend aktiver am Markt teil, z.B. durch angebotene flexible Tarife. Durch innovative Entwicklungen wie z.B. der Netzintegration der Elektromobilität mit ihrem Speichermedium, kann eine Abstimmung und Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch ermöglicht werden.

Der sich abzeichnende Wechsel in das Zeitalter elektronischer Messtechnik und Technologien für die Erfassung von Versorgungsgrößen beim Prosumer (Wasser, Wärmemengen, Elektrizität und Gas) erfordert die Einführung eines standardisierten Systems zur Erfassung, Übertragung und Weiterverarbeitung der Messwerte. Die technische Realisierbarkeit solcher Konzepte wird durch die in den letzten Jahren bereits etablierten Standards öffentlicher Kommunikationsnetze, allen voran das Internet, ermöglicht.

Eine weitere wichtige Voraussetzung für E-DeMa war die Weiterentwicklung der hausinternen Kommunikationsinfrastrukturen, um die Incentivierung von einem Marktplatz auch in technische Schalthandlungen umsetzen zu können. Diese externe Anbindung war bisher nur durch erste Ansätze von Smart Home erzielbar, jedoch handelte es sich dabei eher um „Komfortlösungen", die nicht direkt auf energiewirtschaftliche Notwendigkeiten einzahlten. Daher bedurfte es eines Gateways, das die beiden „Welten" wie die Energiewelt einerseits und die Geräte der Endkunden andererseits physikalisch und logisch miteinander verbinden konnte. Diese Idee der Realisierung eines Gateways wurde in E-Energy

geboren und findet sich heute bereits in vielen gesetzlichen Grundlagen. Da von extern keine direkten Schalthandlungen sondern lediglich Anreize für den Energieverbrauch bzw. die Energieerzeugung in die eine oder andere Richtung gegeben werden, muss das Gateway diese Anreize in Schalthandlungen umsetzen und die entsprechenden Endgeräte so ansteuern, dass sie den gestellten Anforderungen nachkommen (siehe Abbildung A-1).

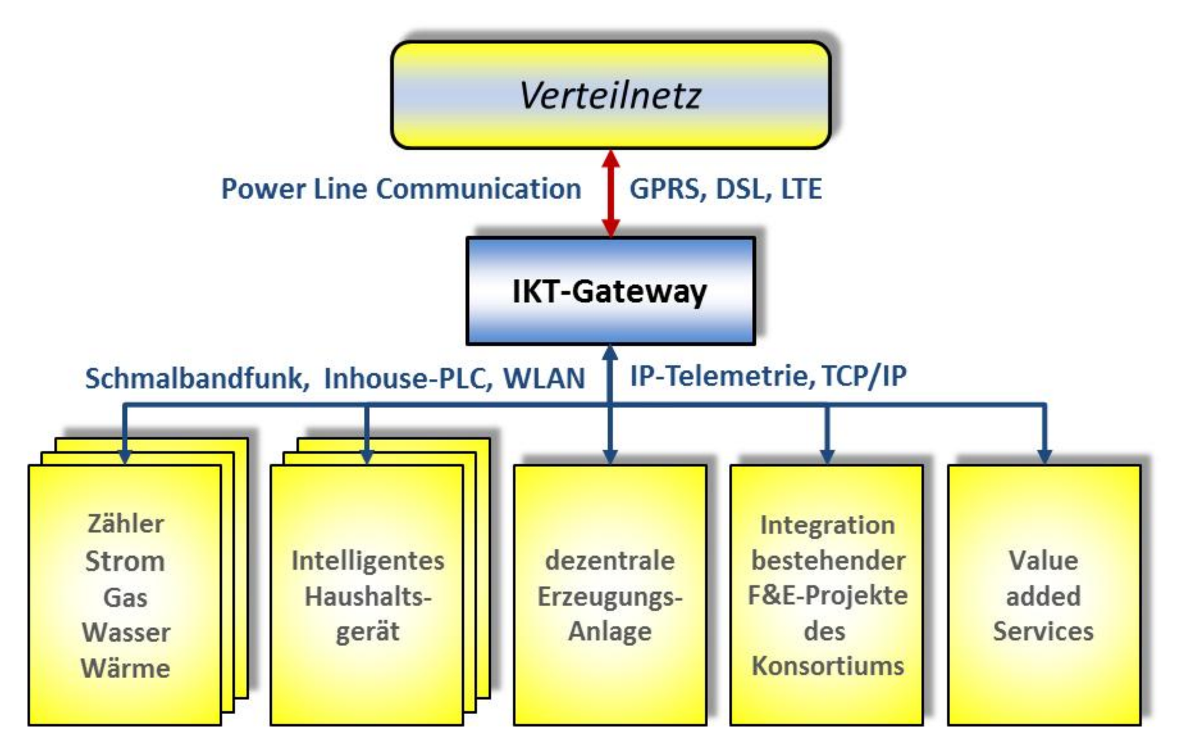


Abbildung A-1: Das Gateway-Konzept

Konkrete erste Schritte in Richtung einer Nutzung von IKT in der Energiewirtschaft waren in Projekten zur Einführung einer Automated Meter Management (AMM) Infrastruktur zu erkennen. Die AMM-Projekte beschränken sich auf die Messung von Energieverbrauchern und berücksichtigen nicht deren hier angestrebte Steuerung im Haushalt.

Diese hier aufgezeigten Aufgaben erforderten ein multidisziplinär aufgestelltes Konsortium mit unterschiedlichen Schwerpunkten aus der Energiewirtschaft, der Energietechnik, der IKT, der Soft- und Hardware-Entwicklung und der Erstellung von Architekturmodellen.

2.2. Entwicklungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen, unter denen das Projekt entwickelt und durchgeführt wurde

Für das Projekt war darüber hinaus die Entwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen für das Projekt und seine Ansätze entscheidend. In diesem Zusammenhang sind vor allem die Liberalisierung und die sich abzeichnende „Modernisierung“ des gesetzlichen Messwesens sowie die zunehmenden energiewirtschaftsrechtlichen und regulatorischen Diskussionen zu „Smart Grids“ zu nennen.

2.2.1 Entwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen im Bereich Messwesen

Tatsächlich hat sich die Gesetzgebung zum Thema Smart Metering in den vergangenen Jahren mehrfach geändert und zeitlich verschoben. Es sei hier daher zunächst kurz auf die Rahmenbedingungen im Vorfeld der konsortialen Arbeit (2007 - 2008) sowie ausführlicher auf deren Weiterentwicklung in der Projektlaufzeit (2009 – 2012) eingegangen:

Entwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen vor dem Projektstart (2007 – 2008):

Die erste Stufe der Liberalisierung des Messwesens im deutschen Energiewirtschaftsrecht begann mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 2005, bzw. mit der Aufnahme des § 21b in das EnWG. Der wesentliche Unterschied zum Vorgängergesetz hinsichtlich der Regeln zum Messwesen bestand in der Liberalisierung des Messstellenbetriebs sowie der Messdienstleistung, d.h. qualifizierte Dritte waren grundsätzlich berechtigt, die entsprechenden Dienstleistungen im Wettbewerb anzubieten. In der Praxis entstand jedoch in den unmittelbaren Folgejahren zunächst keine wesentliche Bewegung im Markt für Messstellenbetrieb und Messdienstleistung.

In dieser zweiten Stufe der Liberalisierung des Messwesens (2008), in der die Vorgaben der EU-Richtlinie „Energieeffizienz und Energiedienstleistungen“ sowie das 3. EU-Binnenmarktpaket in deutsches Recht umgesetzt wurde, wurde der für das Messwesen zentrale § 21 b EnWG neu gefasst, und durch einen § 40 EnWG ergänzt:

- In allen Neubauten sowie in generalsanierten Gebäuden[3] waren neue, verbesserte Zähler einzusetzen. Diese müssen „dem jeweiligen Anschlussnutzer den **tatsächlichen Energieverbrauch** und die **tatsächliche Nutzungszeit** widerspiegeln“ (Auszug: § 21-b EnWG, 2008).
- Energielieferanten wurden verpflichtet, ihre Kunden **halbjährliche, quartalsweise oder monatliche Abrechnungen** sowie ab Ende 2010 last- und zeitvariable Tarife anzubieten (§ 40 EnWG, 2008).

Die erste Vorschrift stellt eine direkte Wiederholung der entsprechenden europäischen Regelungen dar; war aber aus Sicht sowohl der Hersteller als auch der Anwender zu wenig eindeutig formuliert, daher herrschte zunächst kein Konsens darüber, welche Anforderungen die neuen Zähler genau zu erfüllen hatten. Insofern ergab sich aus der Novelle nur die Anforderung in bestimmten Fällen „neue“ Zähler zu verbauen bzw. noch keine Notwendigkeit einer Fernübertragung der Zählerstände an eine Zentrale. D.h. die Novelle von 2008 brachte noch keine Verpflichtung zu einem flächendeckenden Rollout mit sich und damit auch keine flächendeckende Einführung von Smart-Meter-Technik.

In der Folgezeit wurde mit dem EDL-21 ein elektronischer Stromzähler entwickelt, der grundsätzlich geeignet war/ist, die gesetzlichen Anforderungen des § 21b EnWG-alt zu erfüllen. Hierauf aufbauend und mit Blick auf die zweite Forderung (Widerspiegeln der tatsächlichen Nutzungszeit) wurde seitens des FNN[4] Kombination eines EDL-21 und eines MUC (Multi Utility Controllers) vorgeschlagen, der im Allgemeinen als EDL-40 bezeichnet wurde).

Im Herbst 2008 wurde seitens der Bundesregierung zur weiteren Konkretisierung des EnWG weiterhin die Messzugangsverordnung (MessZV) erlassen, die eine Ermächtigungsgrundlage für die im Weiteren folgenden Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) schaffte und die wesentliche Grundlage für den gesetzlich gewollten Wettbewerb im Messwesen darstellt.

[3] In der EnEV (Energie-Einspar-Verordnung) und an anderer Stelle wird auf Grenzwerte verzichtet. I.d.R. wird in der Praxis auf die maximalen Wärmedurchgangskoeffizienten neuer Fenster in einem alten Gebäude abgezielt.

[4] Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) ist der zuständige Ausschuss für die Erarbeitung von VDE-Anwendungsregeln und technischen Hinweisen für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der elektrischen Übertragungs- und Verteilungsnetze.

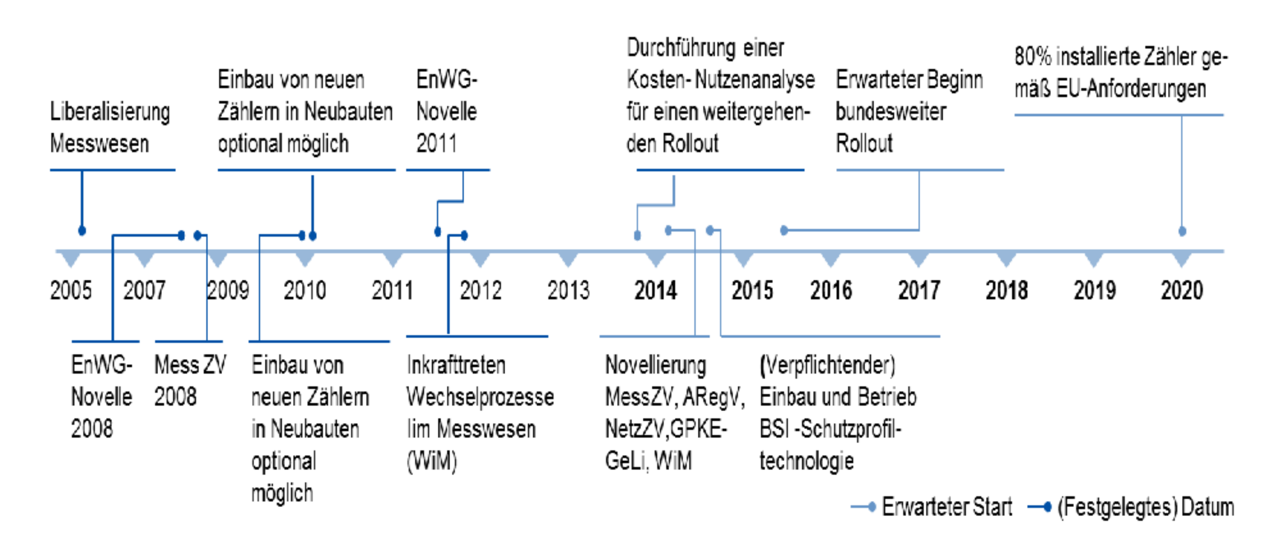


Abbildung A-2: Zeitliche Fortschreibung des Rechtsrahmens im Messwesen

Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen im Projektverlauf 2009 – 2012:

Darüber hinaus hat die BNetzA in Umsetzung ihrer Festlegungskompetenz aus der MessZV bis Herbst 2010 Vorgaben für die Wechselprozesse im Messwesen (WiM) erarbeitet. Diese brachten zudem umfangreiche Änderungen an der GPKE[5] mit sich und waren im Oktober 2011 verbindlich umzusetzen. Auch wenn damit alle Grundlagen für einen funktionsfähigen Wettbewerb im Messwesen geschaffen worden waren, blieb die Zahl der Wechsel von Messstellenbetreibern und/oder Messdienstleistern bisher eher klein bzw. deutlich hinter den Erwartungen zurück.

Einzig im Bereich von Kettenkunden und bei größeren Industrieabnehmern mit mehreren Standorten war ein verstärktes Interesse an entsprechenden Produkten zu beobachten. Ein im bundesdeutschen Markt agierender Lieferant hat sich darüber hinaus auch sehr aktiv mit entsprechenden Angeboten an Haushaltskunden gewandt.

Die EnWG-Novelle des Jahres 2011 beinhaltete dann weitergehende Verpflichtungen u.a. zum teilweisen Rollout von Smart Metern. So sah der § 21c Abs.1 und 2 EnWG explizit vor, dass alle Messstellenbetreiber bereits in folgenden Fällen verpflichtet wurden sog. intelligente Messsysteme einzubauen:

- in Neubauten und nach größeren Renovierungen,
- bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch größer 6.000 kWh,
- bei Anlagenbetreibern nach dem EEG oder KWKG bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt.

Allerdings gilt diese Verpflichtung zu einem begrenzten Roll-out nicht unkonditioniert. Vielmehr ist vorgesehen, dass die gesetzliche Verpflichtung nur wirksam wird, sofern der Einbau entsprechender Systeme ***technisch möglich*** ist. Dies ist u.a. aufgrund der Arbeiten des BSI (Bundesamt für Sicherheit

[5] vgl. BK6-06-009: Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität vom 11.07.2006 inkl. der Anlage zur Festlegung BK6-06-009 vom 11.07.2006 in der Fassung der Änderungen gemäß Anlage 2 zur Festlegung BK6-09-034 vom 09.09.2010. Mit den Festlegungen BK6-11-150/BK7-11-075 erfolgte eine erneute Anpassung zum 01.04.2012.

und Informationstechnik)[6] bisher nicht der Fall, da entsprechende Zähler, die das BSI Schutzprofil erfüllen, noch nicht im Markt verfügbar sind. Darüber hinaus legt § 21c EnWG fest, dass so auch in allen anderen Messstellen entsprechendes Equipment zu verbauen ist, sofern dies ***technisch möglich und wirtschaftlich*** vertretbar ist. Dies bedeutet jedoch nicht zwingend, dass ein voll-umfänglicher Roll-out bevorsteht, sobald Geräte, die allen gesetzlichen Anforderungen entsprechen, angeboten werden. Vielmehr hat der Gesetzgeber alle vorgenannten Bestimmungen wiederum konditioniert, sodass ein Einbau als „technisch möglich" gilt, sobald Messsysteme am Markt verfügbar sind. Darüber hinaus ist ein Einbau „wirtschaftlich vertretbar, wenn dem Anschlussnutzer für Einbau und Betrieb keine Mehrkosten entstehen oder wenn eine wirtschaftliche Bewertung des BMWi, die alle langfristigen, gesamtwirtschaftlichen und individuellen Kosten und Vorteile prüft (d.h. eine Kosten-Nutzen-Analyse - KNA) zu einem positiven Ergebnis kommt und in deren Folge eine Rechtsverordnung einen erweiterten Roll-out anordnet.

Die derzeit in Erstellung befindliche Kosten-Nutzen-Analyse wird daher für den Umfang des tatsächlichen Rollouts intelligenter Messsysteme mitentscheidend sein. Mit dem Gutachter (Ernst & Young) ist seitens des Projekts E-DeMa und anderer Projekte der Konsortialpartner, die sich mit Fragestellungen im Umfeld von Smart Metering befassen, ein Informationsaustausch durchgeführt worden.

Weiterhin wurde im § 21d EnWG festgelegt, dass ein intelligentes Messsystem sich mindestens aus einer Messeinrichtung (elektronischer Zähler) und einem Gateway (Kommunikationseinrichtung) zusammensetzt. Der seitens des Projekts E-DeMa grundsätzlich verfolgte, modulare Ansatz hat sich insofern als richtig und zielführend erwiesen.

Mit dem verpflichtenden Einbau einer Kommunikationseinrichtung sind weiterhin auch die Themenkomplexe Datenschutz und Datensicherheit neu zu bewerten. Dies hat auch der Gesetzgeber antizipiert und hat einerseits das Bundesamt für Sicherheit und Informations-technik (BSI) beauftragt, ein sog. Schutzprofil für den Smart-Metering-Bereich zu definieren; darüber hinaus schreibt § 21g EnWG grundsätzlich Regelungen zur „Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten" vor.

Zwischenzeitlich hat das BMWi mit der MSysV (Messsysteme-Verordnung) eine erste gesetzliche Vorschrift vorgelegt, welche zur Aufgabe hat, das Protection Profile (Schutzprofil für ein Smart Meter Gateway) sowie die sich mit diesem Schutzprofil verbindenden technischen Richtlinien zu verrechtlichen. Gleichzeitig hat das BMWi die entsprechenden Dokumente bei der EU-Kommission zur Notifizierung angemeldet, da es sich um eine sog. „vollziehbare, technische Vorschrift" handelt, deren Vereinbarkeit mit dem europäischen Binnenmarkt seitens der EU zu prüfen ist. Zu erwarten steht darüber hinaus, dass das BMWi an einer weiteren Novelle der Messzugangsverordnung (MessZV) arbeitet und auch zu den in § 21g EnWG kodifizierten Fragen der informationellen Selbstbestimmung/ Datenschutz ist eine Verordnung zu erwarten. Auch in dieser Dimension erscheinen die innerhalb von E-DeMa erzeugten Lösungen jedenfalls einschlägig und können geeignet fortentwickelt werden, sobald sich der Rechtsrahmen endgültig klärt.

Als Zwischenergebnis kann festgehalten werden, dass diese stetigen Veränderungen bzw. nicht abschließenden regulatorischen Regelungen, sowohl für die Energieversorger wie auch für die Hersteller erhebliche Unsicherheiten bezüglich der künftig einzusetzenden Technik wie auch bezüglich der hierfür notwendigen Investitionen zur Folge hatten. Diese konnten aber innerhalb der durch E-DeMa auf-

[6] https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/Schutzprofil_Gateway/schutzprofil_smart_meter_gateway_node.html

gesetzten Projektumgebung weitgehend „abgefangen“ werden und stellten kein wesentliches Projektrisiko dar; wenngleich sich insbesondere in den technischen Systemen schon umfangreiche Anpassungen ergaben, da das Konsortium bemüht war, die technischen Systeme immer möglichst nah an den einschlägigen gesetzlichen Regelungen zu halten.

2.2.2 Relevante Entwicklungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen im Energiewirtschaftsrecht

Im Rahmen der Umsetzung des dritten Binnenmarktpakets der EU hat der Gesetzgeber darüber hinaus eine Reihe von Vorschriften in das EnWG aufgenommen, die im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens seitens des BMWi als „erste wichtige Bausteine für intelligente Netze“ bezeichnet worden sind und insofern geeignet sind, die Möglichkeiten, E-DeMa bzw. die Ergebnisse des Projekts künftig zu implementieren, positiv zu beeinflussen.[7] Das BMWi hat in dieser Hinsicht insbesondere die vier folgenden, heute in das EnWG integrierten Vorschriften genannt, die insofern von besonderer Relevanz für das Vorhaben waren.

- **Integration von zu- und abschaltbaren Lasten** (heute § 13 Abs. 4a EnWG);
- **Energieinformationssystem unter Netzbetreibern** (heute § 12 Abs. 4 EnWG);

Das Ministerium hat in diesem Zusammenhang auch von sogenannten Smart-Grid-Klauseln gesprochen und zusätzlich die folgenden Aspekte genannt:

- **Sicheres und effizienzorientiertes Smart Metering** (heute §§ 21b-i EnWG)[8] seitens des BMWi mit Blick auf § 21d EnWG auch als Smart-Grid-Klausel für intelligente Zähler bezeichnet zusätzlich nannte das BMWi hier explizit den Einbezug von EEG und KWKG-Anlagen in ein künftiges „Smart Metering“ sowie
- **Variable Tarife und unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen** (heute § 40 Abs. 5 und §14a EnWG). Bezüglich des § 14a lag der Fokus hier auf der Nutzung von Speicherpotenzial sowie Netzentlastung- und Netzoptimierung; hierzu ist jedoch ist laut BMWI eine Marktrollenabgrenzung erforderlich. Bezüglich der durch § 40 EnWG geforderten Tarife hält das BMWi die bisherigen Regeln auch für eine „smartere“ Umgebung für einschlägig.

Aus Sicht von E-DeMa ist zunächst zu begrüßen, dass sich das BMWi mit diesen Vorschriften erstmals dem Themenkomplex „Smart Grid“ zugewandt hat. Viele der in E-DeMa erarbeiteten Ansätze erscheinen zudem geeignet, diese neuen politischen Anforderungen auch mit Leben zu erfüllen.

So sind die entwickelten Technologien grundsätzlich technisch geeignet, eine Integration von zu- und abschaltbaren Lasten zu fördern und hier eine weitgehend technische Standardisierung und damit ggf. auch „halbautomatisierte“ Präqualifikation voranzutreiben. Zusätzlich ist aus heutiger Sicht zu erwarten, dass die Einrichtung eines Energieinformationsnetzes unter Netzbetreibern zusätzlich neue Informationsbedarfe auf Seiten der VNB erzeugen wird. Um diese neuen Anforderungen zu erfüllen, können Technologien, wie der E-DeMa-Marktplatz im Sinne einer Informationsdrehscheibe wirken, d.h. sie können den Verteilnetzbetreibern helfen, die künftig benötigten Informationen bzw. auch unter hohen Echtzeitanforderungen zu beschaffen, zu konsolidieren und geordnet weiter zu geben.

[7] vgl. zum Folgenden Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2011): Rahmenbedingungen und Zielsetzungen von Smart Metering in Deutschland, Präsentation durch Alexander Kleemann, Berlin, 05.Oktober 2011.
[8] vgl. hierzu die ausführlichen Darstellungen im vorherigen Abschnitt.

Bezüglich der Regelungen der Smart-Grid-Klauseln findet sich eine relativ große Übereinstimmung zwischen den seitens E-DeMa formulierten Lösungsansätzen insbesondere in Bezug auf den Datenschutz und das Protection Profile. Auch die seitens E-DeMa formulierten Musterprodukte sind geeignet, die Anforderungen an variable Tarife zu erfüllen und haben wichtige Erkenntnisse in dieser Hinsicht erbracht. Schließlich bildet §14a EnWG einerseits die seitens E-DeMa geführte Diskussion über variable Netzentgelte vs. direkter Zugriffsrecht zur Steuerung des Verteilnetzes ab und „entscheidet" diese zunächst zugunsten von Steuerungszugriffen. Hierfür hat E-DeMa wiederum geeignete technische Lösungen entwickelt und mit dem Aggregator zudem eine neue Marktrolle formuliert, die geeignet ist, die neu entstehende Dienstleistungsumgebung mit Leben zu füllen.

3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Das übergeordnete Projektziel war die Verknüpfung zwischen den Bereichen Energiehandel, Energietechnik und Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und damit die Schaffung von E-Energy. Eine ähnliche Verknüpfung wurde bereits in den verschiedensten Bereichen wie beispielsweise E-Commerce, E-Government oder E-Administration erfolgreich umgesetzt. Durch das vorliegende Projekt wurde ein entscheidender Beitrag für eine vergleichbare Umsetzung im Energiesektor geleistet, und es wurden entsprechende Synergieeffekte freigesetzt.

Um den Anforderungen, die sich aus dem übergeordneten Projektziel ergaben zu genügen und eine geeignete Verknüpfung der Sektoren der Energieversorgung und der IKT voranzutreiben, hat sich ein interdisziplinäres Konsortium zum Projekt E-DeMa zusammengefunden. Dieses verfügte in allen entscheidenden Branchen bzw. Dimensionen über das erforderliche Know-how und konnte so die verschiedenen Aspekte entlang der Wertschöpfungskette adressieren. Projektpartner waren:

- RWE Deutschland AG (als Rechtsnachfolgerin der Antragstellerin RWE Energy AG)
- Siemens AG
- Miele & Cie. KG
- SWK SETEC GmbH
- ProSyst Software GmbH
- Technische Universität Dortmund
- Fachhochschule Dortmund
- Ruhr-Universität Bochum
- Universität Duisburg-Essen

Die ***RWE Deutschland AG*** übernahm die Rolle des Konsortialführers und war in sämtlichen 10 Arbeitspaketen des Vorhabens beteiligt.

Dabei brachte RWE vor allem sein Wissen und seine Fähigkeiten als Verteilnetzbetreiber in das Vorhaben mit ein. Diese waren bei der Erarbeitung des Status quo des deutschen Energiemarktes nützlich, um so einen Ausgangspunkts für den E-DeMa-Ansatz und die Konzeptionierung des E-Energy-Marktplatzes zu schaffen.

In diesem Rahmen konnte RWE vor allem bei der Beschreibung und Definition der Marktmechanismen das vorhandene Know-how über die Komplexität des Elektrizitätsmarktes einbringen und entsprechende Produkte und Geschäftsprozesse gemeinsam mit den Hochschulen und Siemens entwickeln sowie auch testen.

Zudem war RWE verantwortlich für die Erstellung der Lastenhefte für die IKT-Gateways 1 und 2, insbesondere unter Berücksichtigung seiner Erfahrungen im Masseneinsatz und Betrieb von dezentralen Systemkomponenten aus den Bereichen Zählerwesen, Telekommunikation und Leittechnik. Darauf aufbauend stellte RWE im weiteren Projektverlauf auch den Entwurf, die Realisierung sowie den Einsatz des Zählerdatenmanagementsystems (einschl. virtueller Abrechnung) sicher.

Ferner hatte RWE die Aufgabe, in seinem Verteilnetz Rhein-Ruhr die Teilmodellregionen in Mülheim zu implementieren. RWE zeigte sich hierbei für die Durchführung der Demonstrationen und die Zurverfügungstellung der generierten Daten verantwortlich.

Die ***Siemens AG*** brachte im Rahmen des Projektes vor allem ihr breites technisches Know-how im Bereich Kommunikationsarchitekturen und deren Umsetzung in realen Netzen ein. Daneben war Siemens bezüglich der Entwicklung und Implementierung von Softwarelösungen aktiv.

So war Siemens vor allem für die Erstellung des Pflichtenheftes für das IKT-Gateway 2 sowie die spätere Fertigung der Hardware verantwortlich. Hierbei konnte Siemens vor allem sein Know-how aus der Entwicklung und Fertigung von Kommunikationssystemen für Utilitynetze, der Entwicklung von elektronischen Multifunktions-Elektrizitätszählern sowie der Integration diversifizierter Kommunikationssysteme mit elektrischen Multifunktions- Elektrizitätszählern einbringen. Darüber hinaus integrierte Siemens zudem in den eigens hergestellten AMIS-Zählern eine Kommunikationsschnittstelle zum IKT-Gateway 2

Siemens verantwortete zudem die Schaffung des E-Energy-Marktplatzes, für dessen Implementierung eine von Siemens entwickelte Applikationsbibliothek (SOA Architektur, JAVA, JBOS Applikationsserver) herangezogen wurde, um somit die Entwicklungsschwerpunkte auf die E-DeMa spezifischen Anforderungen aus fokussieren zu können. In diesem Zuge stellte Siemens auch die Integration von Zählerdatenmanagementsystemen in bestehende und neue IT-Systeme sicher.

Zudem wurde seitens Siemens die Integration der abgeleiteten Geschäftsprozesse in den E-Energy-Marktplatz und die Zählerdatenmanagementsysteme erarbeitet und eine methodische Anforderungsanalyse für Anreizsysteme und Handelsprodukte sowie für mögliche Betreibermodelle vorgenommen.

Die ***Miele & Cie. KG*** war im Projekt vor allem in ihrer Rolle als Hersteller von Weißer Ware beteiligt, insbesondere im Hinblick auf die Ausgestaltung künftiger Modelle von Haushaltsgeräten sowie die Zurverfügungstellung von Geräten für die Demonstrationsphase.

Dabei konnte Miele sein Know-how vor allem bei der Formulierung der besonderen Anforderungen an kommunikationsfähige Haushaltsgeräte sowie an das IKT-Gateway 2, als auch bei der Definition der Protokolle und Übertragungswege im Inhousebereich, sowie die Rückkopplung und Optimierung der Haushaltsgeräte einbringen.

Darüber hinaus stellte Miele mit dem Einbau der Miele@home-Geräte sowie den erforderlichen Instandhaltungsarbeiten die Betreuung des Probebetriebs sowie die Dokumentation der Ergebnisse sicher.

Die ***SWK SETEC GmbH*** ist eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der SWK Stadtwerke Krefeld AG. Die SWK war am Projekt in ihrer Rolle als kommunaler Energieversorger beteiligt. Hierbei wurde von der SWK insbesondere die Perspektive der Endkunden eingebracht, da die SWK durch ihre starke Vor-Ort-Präsenz und eine intensive Kommunikation mit ihren Kunden deren Interessen bei der Gestaltung des Marktplatzes berücksichtigte. Dies geschah vor allem bei der Definition des Marktplatzes als auch bei der Produktdefinition, die Ausgestaltung der Geschäftsprozesse sowie der Marktanreizmechanismen. Darüber hinaus wirkte die SWK speziell bei der Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen mit.

Zudem war die SWK für die Demonstration des innerhalb des Projektes entwickelten E-DeMa-Modells in der Teilmodellregion 2 in Krefeld verantwortlich. In diesem Rahmen wurden die Haushalte in den Teilmodellregionen mit den erforderlichen technischen Komponenten ausgerüstet und der Betrieb sowie die Wartung der Hardware als auch das Zählerdatenmanagements und des Marktplatzes sichergestellt.

Die ***ProSyst Software GmbH*** war als KMU mit Expertise bei der Realisierung von Smart-Home- und Telekommunikationslösungen am Projekt beteiligt.

Dabei wurde seitens ProSyst ein neues Konzept entwickelt, mit dessen Hilfe eine intelligente Vernetzung der verschiedenen Geräte realisiert werden kann. Dabei konzentrierte sich ProSyst im Wesentlichen auf die Software-Umgebung und koordinierte die Integration der Software-Komponenten. Dies beinhaltete die OSGi-Middleware, E-Energy Mehrwertdienste, Protokolladapter zur Vernetzung der unterschiedlichen Geräte im Heim, Basis-Dienste (Security, User-Management, Logging, etc.), sowie einen Management-Agenten zur Fernadministration, -konfiguration und -wartung der IKT-Gateways.

Darüber hinaus beteiligte sich ProSyst an der Erstellung der Software-Architektur und achtete insbesondere darauf, dass offene, erweiterbare und standardisierte Technologien verwendet werden.

Der Verbund von sieben Forschungseinrichtungen verschiedener Hochschulen des Ruhrgebietes (***TU Dortmund, FH Dortmund, Ruhr-Universität Bochum, Universität Duisburg-Essen***) war in drei Bereichen der konsortialen Arbeit tätig. So übernahmen die Forschungseinrichtunge mit Schwerpunkt im Bereich der Kommunikationstechnik die Modellierung und Optimierung der Kommunikationsarchitektur für die Teilnehmer am E-Energy-Markt bis hin zur Spezifikation eines konkreten IKT-Gateways. Der Entwurf der IKT-Lösungen basierte auf wissenschaftlichen Lösungsansätzen. Neue, leistungsfähige Standards zur drahtlosen Vernetzung im lokalen und regionalen Bereich sowie der Einsatz internetbasierter Kommunikation bis hin zum „Internet of Things“ bildeten eine technologische Plattform, deren Einsatz und Konfiguration von entscheidender Bedeutung für eine ebenso wirtschaftliche wie zukunftssichere Lösung sind. Ausschließlich herstellerunabhängige Ansätze – insbesondere Konzepte auf der Basis international akzeptierter Standards – standen im Mittelpunkt der Arbeiten.

Darüber hinaus wurde durch die energiewirtschaftlichen Institute die Entwicklung des Konzeptes E-DeMa in seinen theoretischen Dimensionen vorangetrieben. Die Ausgestaltung des elektrizitätswirtschaftlichen Rollenmodells, die Spezifikation von Handelsgeschäftsprozessen und die Gestaltung von Anzeizmechanismen im Hinblick auf Produktdefinitionen für einen E-Energy-Marktplatz wurde wesentlich von ihnen vorangetrieben.

Der dritte Schwerpunkt der Hochschularbeiten umfasste die Modellbildung und Simulation zur Untersuchung der Auswirkungen von Netzanreizen durch den Verteilnetzbetreiber sowie des Nutzens der IKT-Gateways und der besseren Informationsstruktur für den Betrieb des Energienetzes.

Als zentrale Aufgabe innerhalb des Konsortiums übernahmen die Hochschulinstitute die Dokumentation und Auswertung des Feldversuchs und trugen damit ganz wesentlich zum Erfolg des Projekts bei.

E-DeMa gliederte sich in insgesamt zehn Arbeitspakete. Hiervon hatten acht Arbeitspakete einen wissenschaftlich-technischen Fokus (AP 1-8), AP9 (Öffentlichkeitsarbeit und Verwertung) und AP10 (Projektmanagement) waren demgegenüber von administrativer Natur. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Architektur des E-DeMa-Projektes, aufgeteilt auf die einzelnen Arbeitspakete (AP):

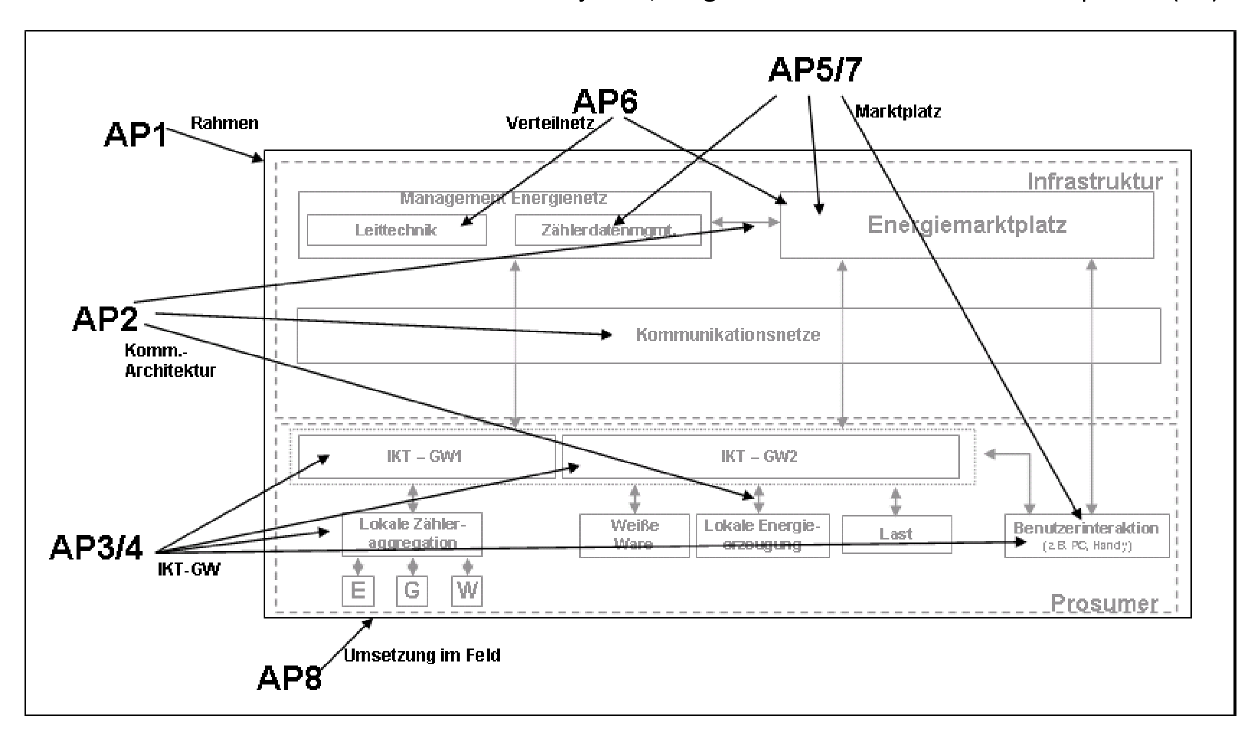


Abbildung A-3: E-DeMa-Architektur aufgeteilt auf die Arbeitspakte

Aus der Architektur wurden die einzelnen Teilaufgaben des E-DeMa-Projektes abgeleitet:

AP1 Definition und theoretische Beschreibung des E-Energy-Marktplatzes in seinen rechtlichen und ökonomischen Dimensionen

AP2 Modellierung und Optimierung der Kommunikationsarchitektur für die Teilnehmer am E-Energy-Markt

AP3 Spezifikation der IKT-Gateways 1 und 2 und Erstellung entsprechender Lastenhefte

AP4 Prototypische Realisierung des IKT-Gateway 2, aufbauend auf der Spezifikation des IKT-Gateway 2 sowie des erstellten Lastenheftes aus AP3

AP5 Gestaltung des E-Energy-Marktplatzes im Hinblick auf Produktdefinitionen, Geschäftsprozesse und Marktanreizmechanismen

AP6 Untersuchung der Auswirkungen von Netzanreizen auf den E-Energy-Marktplatz sowie des Nutzens der IKT-Gateways und der besseren Informationsstruktur für den Betrieb des Energienetzes

AP7 Implementierung und Systemintegration eines E-Energy-Marktplatzes, die Erstellung sowie die Adaption und Systemintegration eines Zählerdatenmanagementsystems

AP8 Demonstration des innerhalb des Projektes entwickelten E-DeMa-Modells in einer Modellregion, bestehend aus drei verschiedenen Teilmodellregionen in den Verteilnetzen Mülheim und Krefeld. Hierbei werden zwei Teilmodellregionen mit Standard-IKT ausgerüstet

AP9 Öffentlichkeitsarbeit, um das Projekt vor dem Hintergrund des energiepolitischen Ziel-Dreiecks in der Öffentlichkeit bekannt zu machen und nach Projektende die bestmögliche Verwertung (sowohl Einzel- als auch Gesamtverwertung) der Projektergebnisse zu erzielen

AP10 Sicherstellung des Projekterfolges durch die Ermöglichung eines reibungslosen Projektmanagements unter Beteiligung aller Projektpartner und Leitung des Koordinators RWE

Die durch die Aufgabenstellung bedingte enge Wechselwirkung zwischen den Arbeitsbereichen wurde durch eine intensive Zusammenarbeit der entsprechenden Arbeitspakete sicher gestellt (Abbildung A-4).

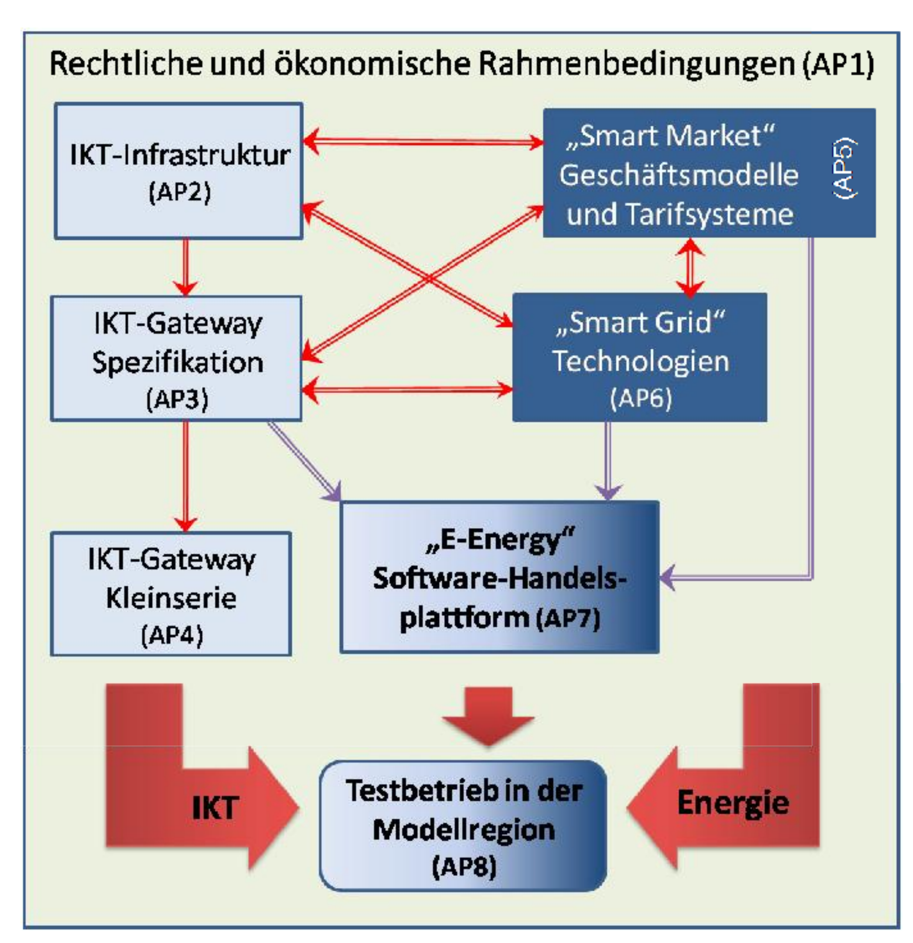


Abbildung A-4: Projektstruktur und Interdependenzen zwischen den Arbeitspaketen von E-DeMa

Das AP1 gab als grundlegendes Arbeitspaket die Definition der Rahmenbedingungen und Festlegung der Paradigmen vor, denen die Ziele des Projekts unterlagen. Durch die Spezifikation von Marktfunktionen, Marktregeln und Produkten wurde in diesem Arbeitspaket der funktionelle Rahmen in enger Wechselwirkung mit den anderen E-DeMa-Arbeitspaketen festgelegt, in dem die vorgesehenen FuE-Aktivitäten durchgeführt werden konnten. Die Ergebnisse wirkten sich somit auf alle anderen AP aus.

Im Arbeitspaket 2 wurde gemäß den Anforderungen der AP1, 5 und 6 die erforderliche Kommunikationsinfrastruktur entwickelt. Auf der Basis der bekannten Technologien wurden die Entwicklungsarbeiten unterteilt in die Bereiche Weitverkehrsnetze, PLC und Inhouse-Netze. Das AP2 lieferte dabei durch seine Spezifikationen der Infrastruktur wichtige Grundlagen für das AP3, das mit dem Lastenheft die

Spezifikationen für die IKT-Gateways 1 und 2 festlegte. Die erforderlichen Anforderungen für die Energienetz- und Marktplatzfunktionen, die in den IKT-Gateways zu realisieren waren, wurden in der Spezifikationsphase der Arbeitspakete 5 und 6 beschrieben und dem AP3 bereitgestellt. Neben dem Lastenheft für die IKT-Gateways entwickelte das AP3 Funktionsmusterbeschreibungen, die dem AP5 als Grundlage für die weitere Entwicklung der Geschäftsprozesse und dem AP6 zur Entwicklung der Leittechnik-Funktionen für die steuerungsfähigen Lasten (Weiße Ware) sowie der dezentralen Einspeiser dienten. AP4 schloss mit der Prototyp-Entwicklung des IKT-Gateways 2 und der Fertigung einer Kleinserie unmittelbar an die Arbeiten des AP3 an.

Da Energiehandel und Versorgungsnetzbetrieb in einer engen Wechselwirkung zueinander stehen, war ein beständiger Abgleich zwischen den AP5 und AP6 erforderlich. Die Ergebnisse dieser beiden Arbeitspakete aus der Spezifikationsphase flossen in das Lastenheft für AP7 ein. Das AP7 liefert schlussendlich mit dem Konzept sowie der Realisierung und Inbetriebnahme des Zählerdatenmanagements und des E-Energy-Marktplatzes einen wichtigen Grundstein für den Testbetrieb in der Modellregion (AP8). In den Testbetrieb, der durch das AP8 organisiert und durchgeführt wurde, flossen letztendlich alle E-DeMa-Ergebnisse und -erkenntnisse aus dem Bereich IKT und dem Bereich Energie zusammen. Mit der Realisierung der Konzepte für Energiehandel und Verteilnetzbetrieb in enger Verzahnung mit der IKT-Infrastruktur in den Modellregionen wurde der Nachweis der technischen und ökonomischen Funktionalität dieses Ansatzes erbracht. Mit den Erkenntnissen aus dem Testbetrieb in den Modellregionen konnten die wissenschaftstheoretischen Modelle der Simulation überprüft und abgeglichen werden. Im Rahmen dieser Simulation wurde quantifiziert, in wie weit das Angebot flexibler Energietarife über einen E-Energy-Marktplatz zur Aktivierung der PuG-Kunden und letztlich zu einer Sensibilisierung gegenüber ihrem Energieverbrauch beiträgt.

Die AP9 (Dissemination) und AP10 (Projektmanagement) sorgten als begleitende Arbeitspakete für die Verbreitung der gewonnenen E-DeMa-Ergebnisse sowie für einen reibungslosen Ablauf des Projektes.

Wesentliches Merkmal des Projekts E-DeMa war die Begleitung der Realisierung des E-Energy-Marktplatzes in seiner technischen und ökonomischen Dimension durch eine wissenschaftstheoretische Modellbildung und Simulation. Die durchgängige Nachbildung sowohl der Kommunikationsinfrastruktur als auch der ökonomischen Zusammenhänge des Energiehandels und seiner technischen Wechselwirkung mit dem Energienetz gestatteten einerseits die Überprüfung der grundsätzlichen Funktionalität des Ansatzes im Hinblick auf die Modellregion als auch die spätere Übertragung des Ansatzes auf andere Regionen.

Aus dieser Zielsetzung heraus wurde ein Projektplan in drei Phasen entwickelt (Abbildung A-5), der eine zyklische Evaluation des Projektfortschritts bei der Realisierung des E-DeMa-Systems in den Aufgabenbereichen:

- Entwicklung einer bidirektionalen Kommunikationsinfrastruktur
- Spezifikation und Realisierung der IKT-Gateways als Front-End des Marktplatzes
- Entwicklung und Realisierung von E-Energy-Funktionen für den Verteilnetzbetrieb und den Einsatz in der Leittechnik
- Spezifikation und Realisierung von Handels-Geschäftsprozessen für den E-Energy-Marktplatz und Konzeptionierung von Produkten für diesen Marktplatz
- Entwicklung und Implementierung eines E-Energy-Marktplatzsystems

- Entwicklung und Implementierung eines E-Markt-fähigen Zählerdaten-Managementsystems ermöglichte.

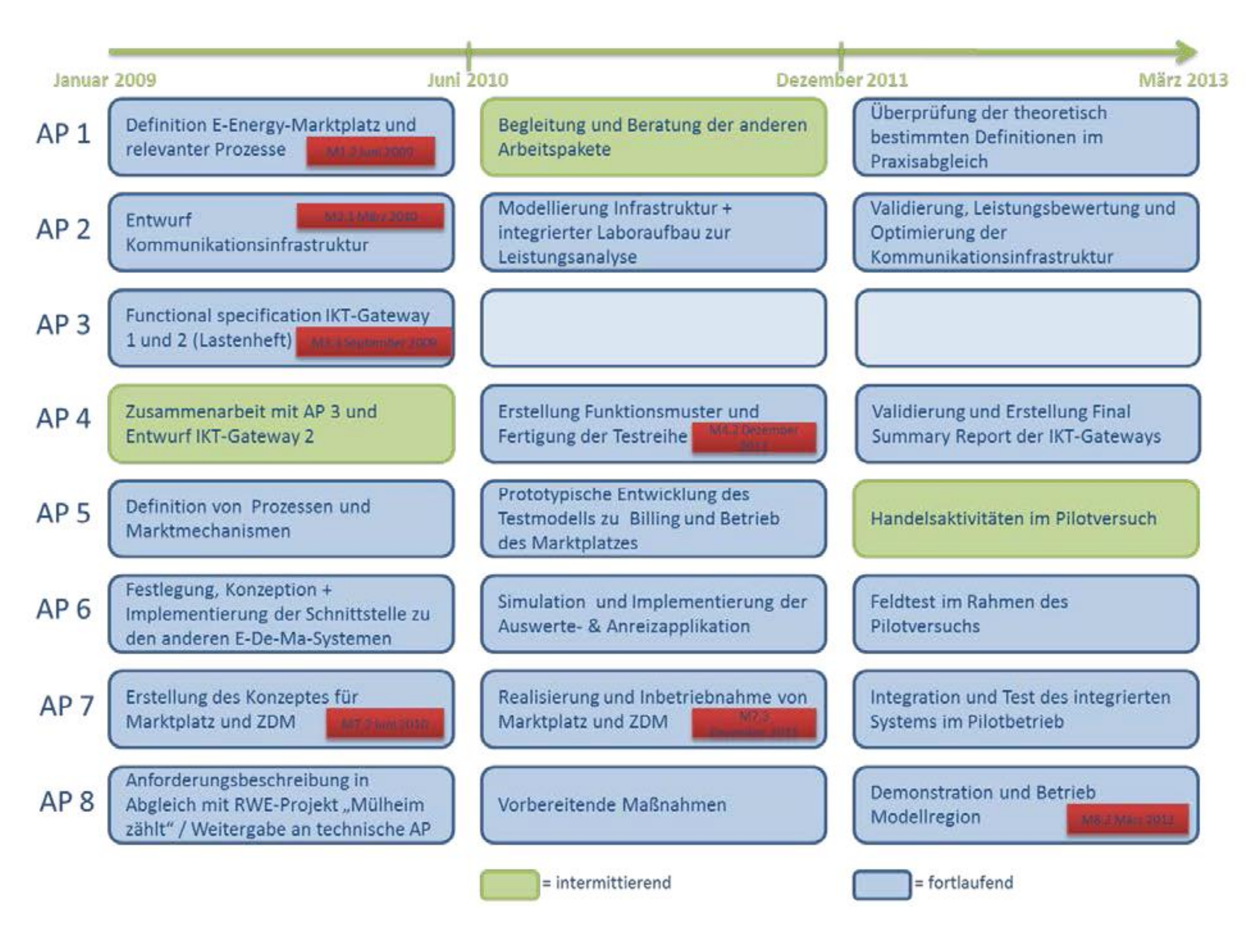


Abbildung A-5: Projektplan

Abbildung A-5 zeigt in übersichtlicher Weise den Projektablauf in den verschiedenen Teilbereichen. In Phase 1 wurden die Grundvoraussetzungen für das Projekt und insbesondere für die Modellregion im Rahmen von Konzeptionen und Spezifikationen geschaffen. Wichtige Meilensteine waren hierbei die Definition des E-Energy-Marktplatzes (AP1), der Entwurf der Kommunikationsinfrastruktur (AP2), die Lastenhefte für die IKT-Gateways (AP3) sowie das Systemkonzept der E-Energy-Marktplatzsoftware (AP7) einschließlich des Zählerdatenmanagements.

Phase 2 erstreckte sich über die Jahre 2010 und 2011 und umfasste die Entwicklung und Realisierung

- der Kommunikationsinfrastruktur und der IKT-Gateways,
- der technischen Prozesse des Verteilnetzbetriebs im Hinblick auf den E-Energy-Marktplatz und deren Realisierung im Netzleitsystem,
- der Geschäftsprozesse für Handel und Marktplatz,
- der Software für das Marktplatzsystem.

Die Entwicklung in jedem dieser Teilbereiche wurde durch eine Modellbildung und Simulation begleitet, die eine stete Überprüfung der Entwicklungsarbeiten im Hinblick auf die Projektziele erlaubte. Die Modellierung des Systemzusammenhangs gestattete eine zielgruppendifferenzierte Bestimmung der Wertschöpfungspotenziale sowie der Auswirkungen der Anreizsysteme im Hinblick auf die Hebung von

Energieeffizienz. Weiterhin konnte durch die Modellierung und Simulation der Kommunikationsinfrastruktur die Entwicklung eines schnittstellenkonvergenten Systems im Hinblick auf die hohen Anforderungen des E-Energy-Ansatzes unterstützt und gesichert werden.

Die sich anschließende Phase 3 diente der Demonstration der neuen innovativen Technologien aus den vorangegangenen Phasen im Rahmen der E-DeMa-Modellregion. Die hierbei gewonnen Daten und Informationen wurden ausgewertet und validiert. Mithilfe der validierten Modellierung von Energienetz und Energiehandel im Kontext des neuen E-Energy-Marktes wurde eine abschließende Überprüfung des Projekterfolges sowohl in ökonomischer Hinsicht für die Marktakteure als auch im Hinblick auf die Hebungspotentiale von Energieeinsparungen, wie sie in diesem Abschlussbericht dargestellt sind, durchgeführt.

Basierend auf der oben dargelegten Projektstruktur wurde ein detaillierter Arbeits- und Zeitplan entworfen, welcher bis auf geringfügige Anpassungen, die während der Projektlaufzeit notwendig wurden, eingehalten werden konnte.

So wurde im Projektverlauf im AP8 festgestellt, dass mit den Messungen in den Modellregionen bzw. bei den teilnehmenden E-DeMa-Kunden nicht wie ursprünglich geplant bereits ab Beginn des Feldtests begonnen werden konnte. Vielmehr benötigten die Teilnehmer Zeit, um sich mit den neuen Komponenten vertraut zu machen. Nach einer Anlaufphase von einem Monat konnte mit der Erfassung von Messdaten im geplanten Umfang begonnen werden. Diese geringfügige Verzögerung hatte jedoch keinen Einfluss auf die gewonnenen Projektergebnisse.

Weiterhin hat die Vielzahl der gewonnenen Erkenntnisse aus dem Feldtest dazu geführt, eine aufwandsneutrale Projektverlängerung um drei Monate bis zum 31. März 2013 zu beantragen. Eine Verlängerung der Projektlaufzeit wurde zum einen erforderlich, um den geordneten Rückbau bzw. den Umbau der E-DeMa-Technik in den Modellregionen zu ermöglichen. Zum anderen stellte sich bereits frühzeitig nach Beginn des Feldtests heraus, dass die Datenauswertung mehr Zeit in Anspruch nehmen würde als ursprünglich geplant.

Rückbau bzw. Umbau der E-DeMa-Technik in den Modellregionen

Die für den Modellversuch verantwortlichen Unternehmen RWE und SWK haben entsprechend der gewonnenen Erkenntnisse unterschiedliche Konsequenzen zum Betrieb der Modellregionen abgeleitet: Während die Stadtwerke Krefeld den Modellversuch wie in der Vorhabenbeschreibung dargelegt beenden werden, beabsichtigte RWE die Weiterführung des Modellversuchs in Mülheim.

Da in Mülheim jedoch nicht alle Kunden an einer Weiterführung interessiert waren, ergaben sich unterschiedliche Handlungsnotwendigkeiten für die Kundenanlagen, welche einen erhöhten Zeitaufwand für den Rückbau bedeuteten. Als Folge konnte dieser daher erst im ersten Quartal 2013 durchgeführt werden. Nach derzeitigem Stand werden über 200 Haushalte an der Fortsetzung von E-DeMa teilnehmen. Für die anderen Kunden wurden Rückbaumaßnahmen umgesetzt. Dieser Rückbau betraf den elektronischen Zähler, das IKT-Gateway sowie die Ankopplung der steuerbaren Weißen Ware/der µKWK-Anlage an die E-DeMa-Infrastruktur.

Die Anlagen der Kunden, die an einer Weiterführung des Feldversuchs teilnehmen (Modellregion Mülheim), mussten geeignet konditioniert werden. Die Konditionierung betraf vor allem das IKT-Gateway und die Ankopplung der Weißen Ware, so dass ein eigensicherer Betrieb sowohl im Betriebsmodus nach den E-DeMa-Spezifikationen als auch den Anforderungen der klassischen Netzanschluss- und Netznutzungsbedingungen möglich werden konnte. Zudem mussten entsprechende Kundenverträge

ausgefertigt, beworben und abgeschlossen werden. Schlussendlich können die Erkenntnisse aus dem Umbau der Kundenanlagen den Erkenntnishorizont des E-DeMa-Projekts wertvoll erweitern.

Datenauswertung

Die Datenerfassung zeigte, dass Akzeptanz und Anwendungsverhalten einem gewissen Einschwingverhalten unterliegen. Daraus konnte die Erkenntnis gewonnen werden, dass erst bei Vorliegen aller Daten aus den Modellregionen eine zuverlässige Validierung der Simulationsergebnisse möglich sein würde. Weiterhin konnte erst in der zweiten Hälfte der Testbetriebsphase eine Marktforschungserhebung bei den teilnehmenden Haushalten durchgeführt werden (Abschlussbefragung), deren Ergebnisse für die Einordnung der messtechnisch in den Haushalten erfassten Energieverbrauchsdaten von größter Bedeutung waren. Die entsprechenden Informationen lagen jedoch erst im Dezember 2012 vor, so dass eine qualitätsgesicherte Analyse aller im Testbetrieb in der Modellregion gewonnenen Daten und damit eine Evaluation der vorab durchgeführten Modellsimulationen nicht bis zum geplanten Projektende durchgeführt werden konnte.

Da die oben beschriebenen Aufgaben nicht unter Beteiligung aller Partner durchgeführt werden mussten, haben lediglich die Partner RWE, SWK, Miele und die Hochschulen einen Antrag auf Projektverlängerung gestellt, welchem seitens des Projektträgers entsprochen wurde. Die Partner Siemens und ProSyst haben das Projekt plangemäß am 31. Dezember 2012 beendet.

4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Grundsätzlich wurden von Anbeginn des Projektes die Konsortialpartner so ausgesucht, dass jeder Partner einen spezifischen, seinen ureigenen Kompetenzen entsprechenden Beitrag zum Projekt liefern konnte. Insbesondere war es im Zuge der Zusammenstellung des Konsortiums wichtig, Anschlusskompetenzen zu finden. Im Folgenden sind neben den Kompetenzen der einzelnen Partner auch deren spezifische Konstruktionen und Verfahren aufgeführt, die diese in das Projekt eingebracht haben. Soweit bekannt, wurden keine Schutzrechte, weder die von Projektpartner noch von Dritten, in Anspruch genommen. Die verwendete Fachliteratur ist im Bericht über die wissenschaftlichen und technischen Ergebnisse aufgeführt.

Das Konsortium lässt sich in die Bereiche

- Energieversorger / Netzbetreiber (RWE Deutschland AG, Stadtwerke Krefeld (SWK))
- Hersteller von Hard- und Software-Komponenten (Siemens, ProSyst)
- Hersteller von Endgeräten (Miele, Viessmann als assoziierter Partner)
- Hochschulen (TU Dortmund, FH Dortmund, Uni Bochum, Uni Duisburg / Essen)

einteilen. Die jeweiligen Kompetenzen waren so auf die jeweiligen Unternehmen verteilt.

RWE Deutschland AG, Stadtwerke Krefeld (SWK):

Die RWE Deutschland AG sowie die SWK SETEK GmbH als 100-prozentige Tochter der Stadtwerke Krefeld brachten mit ihren Unternehmen umfangreiche Kenntnisse mit energiewirtschaftlichem Know how in das Projekt E-DeMa ein. Vorkenntnisse aus Projekten wie „Mülheim zählt“ und anderen Projekten zum Themenfeld Smart Metering haben die technischen und regulatorischen Grundlagen für die Weiterentwicklung von Smart Metern zu Gateways gelegt. Zudem hatten beide Unternehmen umfangreiche Betriebserfahrungen im Netzbetrieb und in der Netzführung sowie dem Einsatz von Ener-

giedaten-Managementsystemen (EDM). Die Vertretung in den jeweiligen nationalen und internationalen Gremien konnte dazu genutzt werden, sowohl die Vorüberlegungen zu E-DeMa als auch dessen (Zwischen)erkenntnisse weitflächig zu platzieren und so das E-DeMa-Gedankengut zu streuen.

Ein wesentlicher Beitrag beider Unternehmen lag im Aufbau und in der Betreuung der Modellregion, die in zwei Teilmodellregionen ihre Realisierung fand. Beide Teilmodellregionen wurden in den regulären Netzbetrieb einbezogen.

Siemens AG:

Die Siemens AG bietet dem Energiesektor eine komplette Bandbreite an Produkten, Lösungskonzepten und Dienstleistungen. Von Schutz und Automatisierung über Planung, Steuerung, Monitoring und Diagnose von Netzen bis hin zu Produkten und schlüsselfertigen Lösungen.

Das Netzleitsystem Spectrum Power 5.20 mit dem CIM basierten Datenmodel wurde im E-DeMa Projekt eingesetzt, um über das IEC 61850 Übertragungsprotokoll mit den IKT-Gateways in den Haushalten zu kommunizieren. Die Siemens AG ist bei der Entwicklung der Norm IEC 61850 für die Schutz- und Leittechnik maßgeblich beteiligt. Das Netzleitsystem stellt Verteilnetzapplikationen bereit, z. B. für die Berechung von Lastflüssen, Fehlerortung und -isolierung sowie Wiederversorgung. Weiterhin wurde das Zählerdatenmanagementsystem EnergyIP von eMeter/Siemens eingesetzt. Das ZDM unterstützt sowohl die für den Messstellenbetreiber und Messdienstleister¬ (MSB/MDL) relevante Funktionen wie z.B. die Provisionierung der AMIS Zähler und die Zählerrohdatenverarbeitung als auch Verteilnetzbetreiber(VNB)-Funktionen wie die Plausibilisierung und Ersatzwertbildung. Die Siemens AG brachte umfangreiche „Software Engineering“ Kenntnisse in das E-DeMa Projekt mit ein, die für die Erstellung des Marktplatzes und die Erweiterung des Leitsystems um die Aggregator Steuerung sowie zusätzliche Schnittstellen und Scripting Funktionen beim ZDM genutzt wurden.

ProSyst Software GmbH:

Die ProSyst Software GmbH nutzte für ihre Arbeiten im Projekt E-DeMa die von der OSGi Alliance spezifizierte Universal Middleware, die eine dynamische Softwareplattform darstellt, auf der Anwendungen und Dienste entsprechend dem SOA-Paradigma ausgeführt werden können. Dies erlaubt es ProSyst, Middleware-Lösungen bereitzustellen, wie sie vor allem im Umfeld der Hausautomatisierung benötigt werden. In dieser Hinsicht wurden von ProSyst bereits vor E-DeMa viele Smart-Home-Entwicklungen mit Komfort-, Automatisierungs-, Kommunikations- und Entertainmentaspekten im vernetzten Heim aufgebaut. In vielen Fällen wurde wie bei E-DeMa die OSGi-Technologie bereits eingesetzt, was sich als äußerst praktikabel erwiesen hat. Zu nennen sind hier wegen der besonderen Relevanz für das Projekt E-DeMa: das Comfort Panel von Busch-Jäger sowie die Produktlinie Miele@Home. Insbesondere hat ProSyst die folgenden Technologien in das Projekt eingebracht: mBedded Server Professional Edition basiert auf der aktuellen OSGi-Spezifikation Release 4.1. Die mBedded Server Smart-Home Extension bietet optionale Erweiterungen, darunter gängige Kommunikationsprotokolle wie z.B. EIB, EHS, LonWorks und Bluetooth die zur Vernetzung von Endgeräten bspw. für „Smart Home“-Anwendungen notwendig sind. Der ebenfalls eingesetzte mPower Remote Manager erlaubte die Verwaltung und das Management einer beliebigen Anzahl von OSGi-Frameworks.

Miele & Cie. KG:

Miele als weltweit führender Hersteller von Hausgeräten im Premium-Bereich hat das Interesse, neben allen geräte- und anwendungsspezifischen Details seinen Kunden auch energieeffiziente Lösungen an-

bieten zu können. Insbesondere die Weiße Ware bietet aufgrund ihres im Vergleich zu anderen Haushaltsgeräten hohen Leistungsbedarfes die Möglichkeit, den Energieverbrauch zu verschieben und damit im energetischen Sinne Flexibilitäten anzubieten. Bei der Systemlösung Miele@home sind die Miele-Geräte mit entsprechenden Kommunikationsmodulen ausgestattet, So können mittels der Powerline-Technologie die relevanten Gerätedaten einfach über das vorhandene Stromnetz übertragen werden. Auf der Grundlage dieser Technologie, die Miele in das Projekt eingebracht hat, können Geräte der Weißen Ware zur Laststeuerung eingesetzt werden.

Hochschulpartner TU Dortmund, FH Dortmund, Uni Bochum, Uni Duisburg / Essen:

Die beteiligten Hochschulinstitute haben vielfältige und langjährige Projekterfahrung in Industrie und Wissenschaft auf den Gebieten Kommunikationstechnik, Energietechnik und Elektrizitätswirtschaft. Neben den einschlägigen Kompetenzen im Bereich der Kommunikationstechnologien konnten für die erforderlichen Untersuchungen bzgl. der Kommunikationsinfrastruktur (Inhouse- und Access-Network) vorhandene Laborausrüstungen in die zu erstellenden Entwicklungslabore und Prüffelder eingebracht werden. Dies galt ebenso für die Institute und Lehrstühle, die ihre Kompetenzen und Ausrüstungen im Bereich der Energietechnik/Netzleittechnik und Elektrizitätswirtschaft einfließen ließen.

Am Lehrstuhl für Kommunikationstechnik (*KT*) der Technischen Universität Dortmund (Prof. Dr.-Ing. Rüdiger Kays) liegen umfangreiche Vorarbeiten auf dem Gebiet der Netzwerke für elektronische Medien vor. Insbesondere der Bereich der drahtlosen lokalen Vernetzung im Haus und im Fahrzeug ist seit vielen Jahren ein wichtiges Forschungsthema. Im Sinne der Konvergenz von Netzen und Diensten wurden dabei auch Anwendungen außerhalb der Medienvernetzung (z.B. für die Hausautomatisierung) mit betrachtet. Durch DFG-Forschungsprojekte, das Projekt HOMEPLANE (gefördert im Rahmen der BMWi-Initiative NextGenerationMedia) sowie das EU-Projekt OMEGA gibt es fundierte theoretische Analysen, Simulationstools sowie umfangreiche Implementierungserfahrungen hinsichtlich der Übertragungstechnik von Local und Personal Area Networks.

Die Forschungsschwerpunkte von Prof. Rehtanz am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft der Technischen Universität Dortmund liegen in systemtechnischen Betrachtungen für eine zukunftsfähige Energieversorgung. Hierzu werden Technologien aus den Bereichen Leittechnik, Regelungstechnik, Leistungselektronik, zentraler, dezentraler und regenerativer Energien und Speicher für die speziellen Bedürfnisse zukünftiger Energieversorgungssysteme erforscht und in das Gesamtsystem der Energieversorgung und Energiemärkte integriert. Energiewirtschaftliche sowie gesetzliche Rahmenbedingungen finden hierbei Berücksichtigung. Ergebnisse verschiedener Forschungsvorhaben verschiedener Forschungsarbeiten konnten in das vorliegende Projekt eingebracht werden:

- Einsatz eines Virtuellen Kraftwerks zur technisch-wirtschaftlichen Optimierung von Verteilnetzen.
- Innovative Energiespeicherkonzepte – Einsatz von Multiagentensystemen und wirtschaftlicher Betrieb von Verteilnetzen.
- Integration von Kraft-Wärme-Kopplungskonzepten, dezentraler/regenerativer Energiequellen.
- Entwicklung von integralen E(lektrizität)W(ärme)K(älte)-Systemmodellen und Mana-gementstrategien unter Einbezug ökonomischer Aspekte.
- Neue Infrastrukturen in der kommunalen Energieversorgung.

Der Lehrstuhl für Kommunikationsnetze *(KN)* der Technischen Universität Dortmund (Prof. Dr.-Ing. Wietfeld) fokussiert seine Forschungsarbeiten seit mehreren Jahren auf die Entwicklung und quantitative Analyse von neuen Kommunikationsdiensten und dazugehörigen Netzarchitekturen und -protokollen. Die Kernkompetenzen liegen sowohl in den Bereichen der simulativen Analyse von Protokollen und Kommunikationstechniken als auch der Evaluierung, Optimierung und Entwicklung von Protokollen im realen Umfeld. Zu den Projekten, deren Ergebnisse in E-DeMa eingeflossen sind, gehören das EU-Projekt MORE, in dem eine Webservice-basierende Middleware für Gruppenkommunikation entwickelt wurde, das BMBF-Forschungprojekt Airshield, welches sich mit der Vernetzung von Warnsensorik in autonom agierenden Drohnen befasste, und das BMWi-Preisträger Projekt MobisPro, indem eine Optimierung der Kommunikation in Gefahrensituationen mit Hilfe neuartiger Kommunikationslösungen angestrebt wurde.

Die Arbeitsgruppe für Energiesystemtechnik und Leistungsmechatronik ist der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der Ruhr-Universität Bochum angegliedert und hat unter anderem einen ihrer Forschungsschwerpunkte auf dem Gebiet der Energieumwandlungssysteme zur Nutzung regenerativer Energiequellen und die Einbindung dezentraler Energieerzeugungsanlagen in bestehende elektrische Netze. Bei den Forschungstätigkeiten der Arbeitsgruppe für Energiesystemtechnik *(AGS)* stehen die Regelung, das dynamische Verhalten sowie die Netzverträglichkeit von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und insbesondere der mit stochastisch fluktuierendem Primärenergieangebot im Vordergrund. In diesem Rahmen wurden umfangreiche Forschungsarbeiten auf der Basis der Simulation und experimenteller Untersuchungen zur Bewertung der Netzverträglichkeit und des Systemverhaltens durchgeführt:

- Automatisierungsstruktur in dezentralen Energieversorgungssystemen mit stochastisch fluktuierendem Energieangebot
- Software to Design Autonomous Power Supply Systems Based on Renewable Energies with a Mathematic Optimisation Algorithm Tool
- Qualification of Control Methods for Wind Energy Converters by Output Power Quality

Das Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze *(EAN)* der Universität Duisburg-Essen beschäftigt sich mit Analyse, Messung, Simulation, Betrieb und Regelung sowohl von großen Verbundnetzen als auch von dezentralen/lokalen Energieversorgungsnetzen, auch mit Kraft-Wärmekopplung. Zu den aktuellen Forschungsgebieten gehört die Netzeinbindung regenerativer und innovativer Energiequellen, die intelligente Netzbetriebsführung unter Einschluss von Energie- und Lastmanagement sowie die Optimierung u.a. mit Methoden der Computational Intelligence.

Das Fachgebiet Energietransport und –speicherung kümmert sich um Fragen der Hochspannungstechnik, Hochstromtechnik und der Elektromagnetischen Verträglichkeit. Neben der Auslegung energietechnischer Einrichtungen, wie Energiekabel und Wandler werden Lösungen für deren Monitoring entwickelt. Seit vielen Jahren ist der Lehrstuhl im Bereich der Powerline Communications, d.h. der Symbiose aus Energie- und Informationstechnik, engagiert. In dieses Umfeld fallen Beteiligungen an dem europäischen Verbundprojekten OPERA I und II, wo 36 bzw. 26 Konsortialpartner an der Entwicklung und Einbindung von PLC-Lösungen forschen.

Die F+E- Schwerpunkte von Prof. Kunold am Institut für Kommunikationstechnik *(IKT)* der Fachhochschule Dortmund liegen auf den Gebieten intelligenter ISDN- und Internet-basierter Telekommunikationssysteme, digitaler Signalverarbeitung mit eingebetteten Systemen, digitaler Messwert-/ Signalanalyse und Digitalfilterung/ Entzerrung von Übertragungskanälen. Im BMBF- Projekt „Echounter-

drückung im ISDN“ wurden neue rechnergestützte Entwurfsmethoden und die zugehörige Simulationsumgebung in Frequenz- und Zeitbereich für Wellendigitalfilterarrays erarbeitet. Im von der EU geförderten Projekt „TCP-Expert“ und im Projekt MARS (gefördert vom Land NRW) wurden datenbankbasierte interaktive Internetapplikationen entwickelt. Softwarebibliotheken für Datenbankanwendungen, Sprachverarbeitung, ISDN- und Internet- Anwendungen stehen für Server-Client- Architekturen und Web-Browser basierte Systeme zur Verfügung.

5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Das Konsortium hat im Verlauf des Projektes mit unterschiedlichen dritten Stellen zusammengearbeitet. Zu nennen sind hier zunächst die eigenen Unternehmenstöchter einiger Konsortialpartner, mit denen Unterauftragsverhältnisse bestanden. Daneben ist vor allem die Kooperation des Konsortiums mit den folgenden Unternehmungen und Institutionen zu nennen, wobei hier zunächst nur die wichtigsten und für die weitere inhaltliche Arbeit bedeutsamsten genannt werden.

- ***E-Energy-Begleitforschung:***
  Mit der E-Energy-Begleitforschung wurde im Rahmen von Telefonkonferenzen, Treffen vor Ort oder Kongressen ein intensiver Austausch von Informationen betrieben. Ziel dieses Austausches war es, neben der Stillung des gegenseitigen Informationsbedürfnisses neue Erkenntnisse und auch Schwierigkeiten zu diskutieren und die erreichten Meilensteine gegenseitig abzugleichen. Dabei hat sich das Projekt in allen Fachgruppen, die seitens der Begleitforschung eingerichtet wurden, engagiert:

  - Fachgruppe Interoperabilität,
  - Fachgruppe Marktentfaltung,
  - Fachgruppe Evaluation,
  - Fachgruppe Rechtsrahmen,
  - Fachgruppe Systemarchitektur,
  - Fachgruppe Elektromobilität.

  Über die Fachgruppenarbeit in der Begleitforschung bestand zudem ein reger Austausch zu den anderen fünf E-Energy Modellregionen.

- ***BMWi-Netzplattform:***
  Die Projektleiter aller E-Energy-Projekte sind fester Bestandteil der BMWi-Netzplattform Smart Meter / Smart Grids, deren Teilnehmer die rechtlichen Grundlagen für eine EnWG-Gesetzesnovelle erarbeitet.

- ***BSI***
  Mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik sind während der Projektlaufzeit mehrfach Informationen ausgstauscht worden; diese betrafen vor allem die grundsätzliche Verfasstheit des gesetzlichen Messwesens in Deutschland, die in E-DeMa durchgeführten Arbeiten zu einem Protection Profile für ein IKT Gateway sowie Erkenntnisse des Projekts zu technischen Detailfragen des Smart Metering.

- ***Ernst & Young als Auftragnehmer der Kosten-Nutzen-Analyse des BMWi:***
  Mit Ernst & Young als Auftragnehmer der Kosten-Nutzen-Analyse des BMWi sind seitens des Konsortialpartners RWE Diskussionen zu den Kosten und Nutzen der eingesetzten Smart-Meter-Lösungen geführt worden.

- ***BDEW***
  Im Rahmen der Zuarbeit innerhalb von Arbeitsgruppen des BDEW konnte ein Großteil des E-DeMa-Gedankengutes platziert werden. Der BDEW eignet sich sehr gut dafür, innerhalb der Branche der Energieversorgungsunternehmen neue Aspekte, die mit E-DeMa umgesetzt wurden, zu diskutieren, sie als Verbandsmeinung in der Branche zu verallgemeinern und zu verbreiten. Als Meinungsführer führt der BDEW intensive Informationsarbeit bei allen politischen Parteien durch.
- ***FNN***
  Mit dem Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) als zuständigem Ausschuss für die Erarbeitung von VDE-Anwendungsregeln und technischen Hinweisen für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der elektrischen Übertragungs- und Verteilungsnetze hat das Konsortium vor allem im Hinblick auf das Projekt „MessSystem 2020“ zusammengearbeitet. Dieses Projekt hat zur Aufgabe, die Arbeiten des BSI mit Lasten- und Pflichtenheften zu hinterlegen, die geeignet sind, durch die Herstellerfirmen umgesetzt zu werden.
- ***DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE***
  Die konzeptionelle Überlegungen und Erkenntnisse aus E-DeMa wurden in die Standardisierungsarbeit verschiedener DKE-Arbeitskreise aktiv eingebracht. Der: Informationsmodelle und Kommunikation für dezentrale Energieversor-gungs¬systeme. Innerhalb des Arbeitskreises DKE AK 952.0.17 wurden die Fragestellungen, wie und welche Kommunikationsstrukturen sind für die Einbindung dezentraler Energieumwandlungsanlagen in ein zukünftiges Smart Grid erforderlich sind, behandelt. Im Rahmen des DKE UK STD_1911.5 erfolgte eine Zusammenarbeit und Abstimmung mit dem Lenkungskreis "EMOBILITY" und dem Lenkungskreis Normung E-Energy / Smart Grid. Es erfolgte eine Bearbeitung normungsrelevanten Themen und entsprechende Use Cases wurden entwickelt und beschrieben.

Darüber hinaus hat das Konsortium mit den drei folgenden Unternehmen bzw. Instituten in besonderer Art und Weise zusammengearbeitet, da diese für eine erfolgreiche Aufgabenstellung von besonderer Wichtigkeit waren.

- ***Viessmann:***
  Viessmann als Hersteller von Heizungsanlagen wurde in das Projekt E-DeMa eingebunden, um nachhaltig auf die neuesten deutschen Entwicklungen aus dem Umfeld der stromerzeugenden Heizungen zurückgreifen zu können. Viessmann hat dem Projekt insgesamt 14 µKWK-Anlagen (VitoTwin) aus seiner Produktpalette geliefert und wichtige Hinweise für die Anbindung resp. Ansteuerung der µKWK-Anlagen beigesteuert.
- ***medl (Mülheimer Energie-Dienstleistungs-Unternehmen):***
  Die medl als ortsansässiger Gasversorger in Mülheim hat die Aufgabe übernommen, die für Mülheim vorgesehenen Kunden mit einer µKWK-Anlage auszusuchen und zu betreuen. Hiebei konnte zwischen den Pilotkunden von E-DeMa und der medl ein Contracting-Vertragsverhältnis erprobt werden.
- ***Fraunhofer Institute:***
  Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE und das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI haben in der zweiten Hälfte des Pilotversuches in der Modellregion Befragungen durchgeführt, um insbesondere Fragestellungen der Kundenakzeptanz zu

beleuchten und haben mit den Umfrageergebnissen für eine Erweiterung des Erkenntnisgewinnes aus dem Projekt gesorgt.

Eine Liste, in der auch weniger bedeutsame Kontakte genannt werden, die im Rahmen der konsortialen Zusammenarbeit bestanden haben, findet sich in der nachstehenden Auflistung.

Partner/Projektbeteiligung	Partner	Beschreibung/ Umfang/ Dimension der Zusammenarbeit
Viessmann	Konsortium	Dezentrale Erzeugung / KWK-Anlagen: Intensive Zusammenarbeit mit dem Hersteller
Kooperationsprojekt eIKT	Konsortium	Erfahrungsaustausch, Abstimmung
Meregio mobil	Konsortium	Erfahrungsaustausch, Abstimmung
Meregio	Konsortium	Erfahrungsaustausch, Abstimmung
medl	Konsortium	Dezentrale Erzeugung / KWK-Anlagen: Kontinuierlicher Erfahrungsaustausch
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE	Konsortium	Kundenakzeptanzmessung
Begleitforschung - Fachgruppe Interoperabilität	Konsortium	Erfahrungsaustausch, Abstimmung
Begleitforschung - Fachgruppe Marktentfaltung	Konsortium	Erfahrungsaustausch, Abstimmung
Begleitforschung - Fachgruppe Evaluation	Konsortium	Erfahrungsaustausch, Abstimmung
Begleitforschung - Fachgruppe Rechtsrahmen	Konsortium	Erfahrungsaustausch, Abstimmung
Begleitforschung - Fachgruppe Systemarchitektur	Konsortium	Erfahrungsaustausch, Abstimmung
Begleitforschung - Fachgruppe Elektromobilität	Konsortium	Erfahrungsaustausch, Abstimmung
BMWi Förderprojekt E-Mobility	Konsortium	Kontakt zu e-Moblity mit dem Ziel, gemeinsame Schnittstellen zu identifizieren und in eine längerfriste Standardisierung zu überführen
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI	Konsortium	Kundenakzeptanzmessung
diverse Unternehmen aus Texas, Kalifornien, Washington (Smart Grid)	Hochschulen	Erfahrungsaustausch, Abstimmung
Firma Kellendonk	Hochschulen	Erfahrungsaustausch, Abstimmung
diverse japanische Unternehmen (Thema Smart Grid)	Hochschulen	Erfahrungsaustausch, Abstimmung

Partner/Projektbeteiligung	Partner	Beschreibung/ Umfang/ Dimension der Zusammenarbeit
DKE AK 952.0.17: Informationsmodelle und Kommunikation für dezentrale Energieversorgungssystem	Hochschulen	Klärung der Fragestellungen, wie und welche Kommunikationsstrukturen für die Einbindung dezentraler Energieumwandlungsanlagen in ein zukünftiges Smart Grid erforderlich sind.
DKE AK 373.0.9: Bidirektionale Netzschnittstelle	Hochschulen	Klärung der technischen Einbindung von DEA, insbesondere PV-Anlagen, in das Verteilnetz im Hinblick auf Schutzeinrichtungen, 50,2 Hz-Problem, etc.
DKE UK STD_1911.5: Netzintegration Elektromobilität	Hochschulen	Zusammenarbeit und Abstimmung mit dem Lenkungskreis "EMOBILITY" und dem Lenkungskreis Normung E-Energy / Smart Grid. Bearbeitung normungsrelevanter Themen. Entwicklung und Beschreibung relevanter Use Cases.
DKE Arbeitsgruppe (Smart Grid)	Miele	Erfahrungsaustausch, Abstimmung
EEBUS e.V.	Miele	Erfahrungsaustausch, Abstimmung
Institute for Information Industrsy (III) / Tawainesisches Wirtschaftsministerium / Projekt "Smart City"	ProSyst	Austausch zu E-Energy Forschungsaktivitäten in Deutschland und Taiwan
Industriearbeitskreis OGEMA 2.0	ProSyst	regelmäßige Teilnahmen am Arbeitskreis
Projekt SmartWatts	ProSyst	Identifizierung möglicher gemeinsamer Entwicklungen. Diskussion zu Kooperation EEBus mit ProSysts OSGi Plattform
Projekt Modellstadt Mannheim	ProSyst	Identifizierung möglicher gemeinsamer Entwicklungen. Diskussion zur Verwendung von ProSysts OSGi Plattform und Remote Management Plattform im moma Projekt. Hierüber Kontakt zu OGEMA.
DKE/VDE Arbeitsgruppe "Inhouse Automation"	ProSyst	Regelmäßige Teilnahme an den Arbeitskreistreffen als einer der Vertreter aus dem E-DeMa Projekt und Evangelisierung der OSGi Technologie
RWE Projekt Mühlheim zählt	RWE	Erfahrungsaustausch, Kooperation
Förderprojekt "Grid-for-vehicle"	RWE	Erfahrungsaustausch
Stadt Mülheim	RWE	Kooperation bei der Umsetzung der Modellregion
Siemens Building Technology	Siemens	Evaluierung der Eignung der Gebäudeleittechnik
DACH Kooperation	Siemens	Teinahme an den DACH Workshops SmartGrid Week 2011

Partner/Projektbeteiligung	Partner	Beschreibung/ Umfang/ Dimension der Zusammenarbeit
Stadt Krefeld	SWK	Kooperation bei der Umsetzung der Modellregion
Projekt "Intelliekon"	SWK	Erfahrungsaustausch

6. Darstellung des voraussichtlichen Nutzens, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses

Im Folgenden ist diee allgemeine Einschätzung der Nutzens der Projektergebnisse sowie die Verwertbarkeit aus sicht einzelner Partner dargestellt. Für die konkreten Verwertungsmöglichkeiten und Verwertungsabsichten der Konsortialpartner wird auf deren Erfolgskontrollbericht verwiesen.

Darstellung des voraussichtlichen Nutzens

Das vorliegende Projekt adressiert gleichermaßen Prosumer, Netzbetreiber, Energiehändler und Energieerzeuger aber auch Hersteller von Anlagen. Die erwarteten Projektergebnisse lassen die vorstehend genannten E-Energy Markteilnehmer bzw. Akteure sowie die IKT-Branche allgemein profitieren und haben zusätzlich positive Auswirkungen auf die Volkswirtschaft in Deutschland und die Umwelt. Es kann erwartet werden, dass mit der Anwendung respektive mit der Weiterentwicklung der im E-DeMa-Projekt gewonnenen Erkenntnisse Produkt- und Dienstleistungsinnovationen sowie neue Marktmodelle verbunden sein werden. Hiermit einhergehend kann davon ausgegangen werden, dass die Anwendung und Fortentwicklung der E-DeMa-Projektergebnisse positiv zur internationalen Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands bei IKT-basierten Energiesystemen beitragen wird.

Vorteile für Volkswirtschaft und Umwelt

- Erhöhung der Versorgungssicherheit durch großflächigen Einsatz von IKT in der Elektrizitätswirtschaft, um künftige Entwicklungen antizipieren zu können
- Vorreiterrolle im Bereich E-Energy in Deutschland / Europa mit attraktiven Exportmöglichkeiten der Standards
- Verbesserte organisatorische und regulatorische Rahmenbedingungen im Energiesektor in Deutschland
- Schaffung zusätzlicher Anreize für dezentrale (EEG-)Erzeugereinheiten zur Einspeisung von Elektrizität in das Netz durch die Integration dezentraler Erzeugereinheiten
- Flexibleres Elektrizitätsangebot
- Entwicklung neuer umfassender Geschäftsmodelle für alle Partner durch die Einbindung der gesamten Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft
- Erhöhung der globalen Wettbewerbsfähigkeit und Systemkompetenz der IKT- und Energiewirtschaft in Deutschland
- Mittelfristige Erschließung neuer Märkte im In- und Ausland
- Energieeffizienteres Verhalten bei Prosumer

Vorteile für den Prosumer

- Differenzierte Informationen über und Analyse des aktuellen Stromverbrauchs
- Einbindung der Energiemessung in ein dezentrales Gebäudemanagementsystem
- Fehleranalyse von Geräten, z. B. bei erhöhtem Stromverbrauch, Schadensdiagnose
- Kosteneinsparung durch flexible Tarife und damit finanzielle Entlastung
- Innovative Dienste, z.B. Ableitung von Energiesparempfehlungen durch anonymisierte Vergleiche der Verbrauchsdaten mit gemittelten Referenzwerten einer Region: z.B. "Ihr Stromverbrauch ist um 25% höher als der Durchschnitt vergleichbarer Haushalte (siehe auch Energiepass für Häuser)
- Weitere innovative Dienstleistungen zur Erhöhung des Lebenskomforts
- Schneller und einfacher Lieferanten- und/oder Tarifwechsel

Vorteile für die IKT-Branche

- Entwicklung neuer IKT-Dienstleistungen auf der Grundlage der Dienste, die in der Modellregion implementiert und anhand dieser demonstriert werden
- Vereinfachung des Produktspektrums durch digitale Konvergenz

Vorteile für Netzbetreiber

- Genauere Informationen über die Netzlast im Verteilungsnetz
- Optimale Auslastung der vorhandenen Betriebsmittel
- Zeitliche Optimierung neuer Netzinvestitionen
- Vereinfachung der Netzstruktur (Netztopologie)
- Detaillierte Informationen über die Netzqualität im Niederspannungsnetz wie z.B. Anzahl und Dauer von Stromausfällen
- Schnellere und effizientere Fehlerbehebung
- Möglichkeiten der Notabschaltung (Lastabwurf)

Vorteile für Energiehändler

- Steigerung der Prognosegenauigkeit und damit eine Verbesserung des Lastmanagements
- Anbieten von neuen Produkten, z.B. flexible Echtzeittarife für alle
- Kundenbindung durch kundenspezifische Tarife
- Automatische Zählerfernauslesung, Optimierung der Abrechnungsprozesse
- Exakte Ablesung des Zählerstandes bei Umzug oder Wechsel des Stromanbieters
- Verbesserung der Kundenzufriedenheit durch die Verfügbarkeit aktueller Kundeninformationen
- Anbieten neuer Systemdienstleistungen

Einschätzung der Verwertbarkeit durch die Hochschulen im Projekt

Im Rahmen des Projekts E-DeMa konnten die Hochschulen entsprechend ihrer besonderen Aufgabe im Konsortium eine umfassende Validierung der von ihnen erstellten Modelle und Simulationen durchführen. Damit ist eine wichtige Voraussetzung geschaffen worden, weitere Forschungsvorhaben zu initiieren und dafür Fördergelder einzuwerben. Zum Teil ist dies bereits während der Projektlaufzeit erfolgreich gelungen. Beispielhafte Nennungen sind:

- Im Projekt ***„Daikin“*** wird der Einfluss von Netto-Null-Energiehäusern – ausgestattet mit Photovoltaikanlage und Wärmepumpe – auf die elektrische Energieversorgungsstruktur bewertet. Gegenstand der Betrachtungen ist vor allem der volkswirtschaftlichen Nutzen eine Einbeziehung solcher Gebäude mit ihren steuerbaren Stromapplikation am Lastmanagement (Demand Side Management). Das Projekt wird im Auftrag der Daikin Europe N.V., Belgien, in der Zeit von Sept. 2010 bis Mai 2012 durchgeführt.
- Die steigende Anzahl installierter Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (µKWK-Anlagen) in elektrischen Verteilnetzen eröffnet neue Geschäftsfelder und -aktivitäten an den Energiemärkten. Im Projekt ***„Systemverbund der Energienetze“*** wurde das Potenzial des Einsatzes von µKWK-Anlagen zur Realisierung einer Wertschöpfung am Energiemarkt und zur Erbringung von Systemdienstleistungen analysiert. Zudem wurden die Auswirkungen einer verstärkten Integration von µKWK-Anlagen auf das elektrische Verteilnetz und die Anforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnik untersucht und bewertet. Auftraggeber für diese Systemstudie, die im Zeitraum vom Nov. 2010 bis Okt. 2011 angefertigt wurde, war der Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW).
- Im Herbst 2012 hat die dena die dena-Verteilnetstudie herausgegeben. Diese Studie hat den Aus- und Umbaubedarf in den deutschen Stromverteilnetzen anhand zwei alternativer Ausbauszenarien für die erneuerbaren Energien detailliert untersucht. Bei der Erstellung der Untersuchungsergebnisse, an denen das Institut von Prof. Dr. Rehtanz beteiligt war, ist die Modellierung des Flexibilitätspotentials bei Haushalten mit eingeflossen.
- Das Projekt ***„Die Stadt als Speicher“*** behandelt die energietechnische und -wirtschaftliche Bündelung vielfältiger lokaler Speicherkapazitäten innerhalb städtischer Lastzentren zum Ausgleich der Fluktuation erneuerbarer Einspeiser. In Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT), der Universität Duisburg-Essen, der Robert Bosch GmbH und EVB Energy Solutions wird ein Konzept zum koordinierten Betrieb von Energiespeichern, dezentralen Erzeugern und verschiebbaren Lasten entwickelt und in mehreren Städten des Ruhrgebiets in die Praxis umgesetzt. Dieses Forschungs- und Entwicklungsvorhaben mit einer Laufzeit von 4 Jahren befindet sich z. Zt. in der Antragsphase und soll vom Bund gefördert werden.

Weitere aussichtsreiche Forschungsvorhaben, die u. a. die präzise Ausgestaltung von Geschäftsmodellen für IKT-Provider im Energieversorgungsbereich, Demand Side Management-Strategien als Dienstleistung für Privathaushalte, Gewerbe und Industrie aber auch eine systemtechnische Abgrenzung von Smart Grid und Smart Market zur Zielsetzung haben, sind für 2013 und folgend in Vorbereitung. Als potentielle Fördermittelgeber werden vor allem EU aber auch das Land NRW fokussiert, als potentielle Forschungs- und Entwicklungspartner sind aktuell vor allem Stadtwerke und KMU im Gespräch.

Eine weitere Verwertung ergibt sich in der Ausbildung und der Weiterbildung des wissenschaftlichen Nachwuchses. Hier waren die Hochschulen entlang der Projektlaufzeit bereits außerordentlich erfolgreich. Eine große Anzahl von Studierenden konnte sich mit den innovativen Themen innerhalb des

Projekts im Rahmen von Vorlesungen, Seminaren, Werkstudententätigkeiten usw. vertraut machen vertraut machen und haben mit einschlägigen schriftlichen Ausarbeitungen ihren Hochschulabschluss erlangt. Ebenso entstanden entlang des Forschungsvorhabens bereits drei Dissertationsschriften, weitere stehen kurz vor ihrer Fertigstellung.

Darüber hinaus fließen die Ergebnisse und Erkenntnisse aus diesem Projekt durch aktive Mitarbeit in nationalen Gremien über den Förderzeitraum hinaus ein. Beispiele hierfür sind:

- Nationale Plattform für „Zukunftsfähige Netze“ bei BMWi und BMU.
- DKE AK 952.0.17: Informationsmodelle und Kommunikation für dezentrale Energieversorgungssysteme. Innerhalb dieses Arbeitskreises werden die Fragestellungen diekutiert, wie und welche Kommunikationsstrukturen für die Einbindung dezentraler Energieumwandlungsanlagen in ein zukünftiges Smart Grid erforderlich sind.
- DKE AK 373.0.9: Bidirektionale Netzschnittstelle. Technische Einbindung von DEA, insbesondere PV-Anlagen, in das Verteilnetz im Hinblick auf Schutzeinrichtungen, 50,2 Hz-Problem, etc.
- DKE UK STD_1911.5: Netzintegration Elektromobilität. Zusammenarbeit und Abstimmung mit dem Lenkungskreis "EMOBILITY" und dem Lenkungskreis Normung E-Energy / Smart Grid. Bearbeitung normungsrelevanten Themen. Entsprechende Use Cases werden entwickelt und beschrieben.

Die Mitwirkung in diesen Gremien transportiert einerseits die Projekterkenntnisse und schafft damit einen gesamtwirtschaftlichen Nutzen. Andererseits erhöht dies auch die Sichbarkeit der beteiligten Hochschulinstitute und fördert damit deren Akquisechancen im Fördermittelbereich.

Einschätzung der Verwertbarkeit durch die ProSyst Software GmbH

Die im Projekt erzielten Ergebnisse haben sich für ProSyst als sehr wertvoll zur weiteren Verwertung in den bereits bestehenden Produkten herausgestellt. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die OSGi-Technologie sich als modulare Software-Architektur für Home-Gateways bei Telekommunikations- und Kabelanbietern durchgesetzt hat. AT&T hat mit „digitallife“ im April 2013 ein Home Security und Home Automation System auf den Markt gebracht, dass mittlerweile in vielen amerikanischen Bundesstaaten erworben werden kann. Eine internationale Vermarktung ist in Vorbereitung. Desweiteren kommt im September 2013 QIVICON, ein Smart Home System der Deutsche Telekom auf den Markt. Auch hier ist eine internationale Vermarktung in Vorbereitung. Bei beiden Systemen kommen die Produkte der ProSyst Software zum Einsatz. Weitere OSGi basierte Smart Home Systeme wie z.B. bei Telefonica, Telecom Italia, TTNET und Belgacom befinden sich in der Entwicklung. Bei Bedarf werden auch nationale Standards mit geringerer Verbreitung wie EEBus oder OGEMA integriert.

Energiemanagement ist einer der gefragtesten Anwendungen vieler unseren Kunden. Da ProSyst selbst keine Endkunden-Anwendungen anbietet, haben wir während der Projektlaufzeit ein Partnernetzwerk aufgebaut, mit dem Ziel ein Ökosystem von Anwendungen bereitzustellen. Zu unserem Partnernetzwerk gehören Unternehmen wie Rockethome, Greenpocket, Greencom und Alertme. Diese können bei der Entwicklung ihrer Anwendungen bereits heute von den im Projekt erzielten Ergebnissen profitieren.

Die im Projekt erzielten Ergebnisse sind derzeit von keinem anderen kommerziellen Anbieter erhältlich. Unser Wettbewerb besteht im Wesentlichen aus Open Source Implementierungen, denen wir technisch weit überlegen sind. Darüber hinaus gibt es Telekommunikationsanbieter und Home-Gate-

way Hersteller, die zum Teil auf Basis von Open Source Implementierungen Eigenentwicklung betreiben. Auch hier haben wir in vielen Fällen die Erfahrung gemacht, dass sobald eine kommerzielle Lösung angeboten werden soll, diese Unternehmen auf uns zukommen, da sie technische Probleme selbst nicht in Griff bekommen.

Eine erfolgreiche Verwertung der Ergebnisse ist an den Erfolg der OSGi Middleware in Home-Gateways gebunden, derzeit gibt es kaum einen Zweifel, dass dies nicht geschehen wird.

Einschätzung der Verwertbarkeit durch die SWK

Die Erkenntnisse aus dem E-DeMa-Projekt sind speziell hinsichtlich der Marketingergebnisse und einer kundenadäquaten Produktgestaltung wichtig. So sind die E-DeMa-Befunde in die SWK-Aktivitäten zur Visualisierung von Verbrauchsverhalten eingeflossen, d.h. in die Entwicklung des SWK-Portals Energie Controlling Online (ECO-Portal).

Mittels des Portals können SWK-Geschäftskunden wesentliche Energieverbraucher, deren Effizienz sowie mögliche (Kosten-) Optimierungspotenziale visualisieren. Auch für eine transparente Energiebeschaffung leistet das ECO-Portal einen entscheidenden Beitrag.

Das ECO-Portal der SWK hat im Wettbewerb um den Stadtwerke-Award 2013 den dritten Platz erreicht. Dieser Erfolg fußt auch auf der E-DeMa-Erkenntnis, dass die Energiewende nicht nur die Entwicklung von neuen Geschäftsfeldern und Strategien erfordert, sondern auch Ideen, wie die Kunden aktiv in die neue Energiewelt einbezogen werden sollen.

In diesem Sinne arbeitet die SWK kontinuierlich an smarten Produktentwicklungen für Endkunden - vor allem für Gewerbekunden, die auf dem Multimetering-Ansatz aufbauen. Hier wird der Stadtwerke-Anspruch als Querverbundunternehmen deutlich.

Einschätzung der Verwertbarkeit durch die RWE Deutschland AG

Die Erkenntnisse des Projekts sind für die RWE Deutschland AG als operatives Stammhaus der deutschen Verteilnetzgesellschaften aber auch der RWE Vertrieb AG sowie der RWE Effizienz GmbH von besonderer Bedeutung. Dies gilt in mehrfacher Hinsicht:

- Die RWE Deutschland AG führt in der Teilmodellregion Mülheim das Projekt E-DeMa unter dem Arbeitstitel „E-DeMa 2.0“ weiter und wird hierbei die weitere Professionalisierung und Massen-Roll-out-Fähigkeit der gefundenen E-DeMa Lösungen betreiben. Insbesondere ist an eine Nutzung der IKT Gateways (insbesondere des IKT GW 2) auch zur Steuerung gewerblicher Lasten gedacht.
- Teile der innerhalb von E-DeMa gefundenen Lösungen und Ansätze fließen in andere Projekte der RWE Deutschland AG ein; zu nennen ist hier in nationaler Hinsicht das Projekt „Smart Operator“ und in internationaler Hinsicht das EU Projekt „ADVANCED“.
- Die Erkenntnisse die bezüglich der ZDM Systeme und Marktplätze fließen in die Operationalisierung der Metering Strategie der RWE Deutschland AG ein und sind darüber hinaus für den gesetzlichen Smart-Roll-out per se von Bedeutung.
- Die Erkenntnisse bezüglich der Musterprodukte und das beobachtete Kundenakzeptanzverhalten sind für die Gestaltung künftiger Stromprodukte und Marketing-Aktivitäten von Bedeutung.

- Die Erkenntnisse bezüglich der Verfügbarkeit von Flexibilitäten bilden jedenfalls einen Hintergrund für die weiteren Diskussionen zu § 14a EnWG und für die hier auszubildenden Geschäftsmodelle.
- Über die Mitarbeit in den relevanten Institutionen (BDEW, EURELECTRIC) fließen die Ergebnisse auch in die nationale und internationale Verbandsarbeit ein; damit wird u.a. auch die Verwertbarkeitswahrscheinlichkeit erhöht.

7. Bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen während der Durchführung des Vorhabens

Während der Projektlaufzeit hat sich die nationale und internationale Diskussion um die Energienetze der Zukunft (Smart Grids) deutlich intensiviert. Dies zeigt sich nicht zuletzt in den zahlreichen Initiativen und Arbeiten dritter Stellen bzw. Institutionen, die im Lauf des Projekts publiziert wurden. Diese betreffen im Wesentlichen die folgenden Themenfelder bzw. Anwendungsbereiche:

- Allgemeine/nationale Regulierung,
- Internationale bzw. EU-weite Regulierung,
- Messstellenbetrieb und Messdienstleistung,
- Nationale und internationale Standardisierung in den Bereichen:
    - Telekommunikation,
    - Informationstechnik und Kommunikationstechnologien,
    - Energietechnik, Schutz- und Leittechnik;
- Nationale untergesetzliche Vorgaben zur technischen und physischen Gestaltung von Messsystemen.

Sie decken damit weite Teile der durch das Konsortium bearbeiteten Aufgabenstellung ab und haben die Arbeit innerhalb des Projekts E-DeMa in Einzelfällen wesentlich beeinflusst, sofern entsprechende Ergebnisse zu Zeitpunkten verfügbar waren, die eine Berücksichtigung in den Arbeiten ohne Verletzung der gesetzten Zeitpläne möglich machte. Umgekehrt sind über die Mitarbeit der Konsortialpartner in verschiedenen Gremien aber auch Inhalte von E-DeMa in die im Folgenden genannten Initiativen und Arbeiten eingeflossen.

Tabellarische Auflistung des E-DeMa bekannt gewordenen Fortschritts

	Vorgang / Ereignis	**Datum**	**Anwendungs-bereich**	**Einfluss auf die Arbeit des Konsortiums / Ergebnisse**
1.	EnWG-Novelle 2011	28.07.2011	Allgemeine/ nationale Regulierung	Die im 3. Binnenmarktpaket nochmals geschärfte Rolle des VNB ist mit den im Projekt E-DeMa gefundenen Lösungen und Konzepten vollständig kompatibel. Ebenso sind der novellierte § 21 b EnWG bzw. die diesen § ergänzenden §§ 21 c-i EnWG grds. mit den in E-DeMa zur Anwendung kommenden Konzepten kompatibel. Bei Erlass der in den §§ 21b-i EnWG vorgesehenen Verordnungen bspw. zum Datenschutz im EnWG-Umfeld oder zur Verrechtlichung eines BSI-Schutzprofils (s.u.) müssen einzelne Elemente der Lösung jedoch überarbeitet werden; hier kommt es wesentlich auf die Umsetzung im Detail an. Diese konnte seitens E-DeMa nicht antizipiert werden, da die Arbeiten an den diversen Prozessen, auf die §§21b-i EnWG Bezug nehmen, noch nicht abgeschlossen sind.
2.	BNetzA Eckpunktepapier „Smart Grids und Smart Market“	Dez. 2011	Allgemeine/ nationale Regulierung	Die BNetzA hat in ihrem Eckpunktepapier, welches wesentlich auch als Reaktion auf die seitens E-Energy angestrengten Diskussionen – bspw. zum Thema Marktplätze – verstanden werden kann, eine Unterscheidung der Begriffe „Smart Grid“ und „Smart Market“ vorgenommen. Diese ist für die weitere Entwicklung des E-Energy-Konzepts und damit auch für E-DeMa von hoher Relevanz; sie bestätigt aber in ihrer streng wettbewerblichen Ausrichtung im Wesentlichen die seitens E-DeMa eingeschlagene Orientierung, die die Unbundlingkonformität, Diskriminierungsfreiheit etc. zum Ausgangspunkt aller Überlegungen genommen hat.
3.	Dena Verteilnetzstudie	Okt. 2012	Allgemeine/ nationale Regulierung	Die dena Verteilnetzstudie ist für die Ergebnisse von E-DeMa insofern relevant, als ihre Ergebnisse einen Teil der Thesen des Konsortiums indirekt bestätigt – so z.B. bezüglich des einem „Smart Grid“ ggf. inhärenten Konflikts zwischen vertrieblicher und netzseitiger Steuerung. Zum Zeitpunkt des Erscheinens waren die Arbeiten des Feldtest aber fast abgeschlossen, so dass weiterer Einfluss nicht gegeben war.

	Vorgang / Ereignis	**Datum**	**Anwendungs-bereich**	**Einfluss auf die Arbeit des Konsortiums / Ergebnisse**
4.	CEN/CENELEC/ETSI - Smart Grid Coordination Group – First set of consistent standards		Europäische Standardisierung	Seitens der europäischen Normungsgremien wurde diese Roadmap zur Standardisierung von Smart Grid Konzepten erstellt und steht nicht im Widerspruch zu den E-DeMa Konzepten.
5.	CEN/CENELEC/ETSI Joint Working Group, Final Report on Standards for Smart Grids	Mai 2011	Europäische Standardisierung	Seitens der europäischen Normungsgremien wurde diese Roadmap zur Standardisierung von Smart Grid Konzepten erstellt und steht nicht im Widerspruch zu den E-DeMa Konzepten.
6.	CEN/CENELEC, Report "Standardization for road vehicles and associated infrastructure"	Okt. 2011	Europäische Standardisierung	Für die Erweiterung der E-DeMa Infrastruktur zur Ansteuerung von Elektrofahrzeugen relevant, aber nicht im Feldversuch umgesetzt. Daher relevant für weitere Forschungsaktivitäten.
7.	CEN/CENELEC/ETSI - Smart Grid Coordination Group – Reference Architecture	Nov. 2012	Europäische Standardisierung	Durch die Veröffentlichung im November 2012 ist eine Berücksichtigung der Dokumente im Rahmen der E-DeMa Aktivitäten nicht mehr möglich.
8.	CEN/CENELEC/ETSI - Smart Grid Coordination Group – Sustainable Processes	Nov. 2012	Europäische Standardisierung	Durch die Veröffentlichung im November 2012 ist eine Berücksichtigung der Dokumente im Rahmen der E-DeMa Aktivitäten nicht mehr möglich.
9.	CEN/CENELEC/ETSI - Smart Grid Coordination Group – investigate standards for information security and data privacy	Nov. 2012	Europäische Standardisierung	Seitens der europäischen Normungsgremien wurde diese Roadmap zur Standardisierung von Smart Grid Konzepten erstellt und steht nicht im Widerspruch zu den E-DeMa Konzepten.

	Vorgang / Ereignis	Datum	Anwendungs-bereich	Einfluss auf die Arbeit des Konsortiums / Ergebnisse
10.	ETSI TS36 series - Evolved Universal Terrestrial Radio Access (E-UTRA)		Europäische Standardisierung Telekommunikation	Die aktuellen Neuerungen im Bereich der Standardisierung von Funktechnologien der 4. Generation wurden im Projektverlauf intensiv beobachtet und in die Untersuchungen zukünftiger Realisierungskonzepte eingebunden und eine Eignung der Technologien wurde gegeben.
11.	ETSI TR 102 691, 2010-02: Smart Metering Use Cases	Febr.	Europäische Standardisierung Telekommunikation	Anwendungsfälle Smart Metering, die weitgehend in den E-DeMa IKT Gateways abgebildet sind.
12.	ETSI TS 102 690, 2011-12: Functional Architecture	Dez. 2011	Europäische Standardisierung Telekommunikation	Abgleich mit der entwickelten Referenzarchitektur.
13.	ETSI GS OSG 001: Open Smart Grid Protocol (OSGP)	Jan. 2012	Europäische Standardisierung Telekommunikation	Die Ergebnisse der Diskussionen zum Open Smart Grid Protocol waren aufgrund des zeitlichen Fortschritts bzw. des beginnenden Feldversuchs nicht mehr in E-DeMa zu verarbeiten; sind aber mit den Projektresultaten abgeglichen worden.
14.	THINK-Report Topic 11 “Smart Cities: Fostering a Quick Transition Towards Local Sustainable Energy Systems”	Jan. 2011	EU-weite Regulierungsfragen	Ergebnisse stehen nicht im Widerspruch zu den in E-DeMa realisierten Konzepten.
15.	THINK-Report Topic 10 “Cost Benefit Analysis in the Context of the Energy Infrastructure Package”	Jan. 2013	EU-weite Regulierungsfragen	Erst nach Abschluss des Feldtests veröffentlicht. Inhalte wurden gegenüber den Ergebnissen von E-DeMa gespiegelt.

	Vorgang / Ereignis	**Datum**	**Anwendungs-bereich**	**Einfluss auf die Arbeit des Konsortiums / Ergebnisse**
16.	EU-Kommission – SMART GRID TASK FORCE; EG3 REPORT; EG3 First Year Report: Options on handling Smart Grids Data	Jan. 2013	EU-weite Regulierungsfragen	Erst nach Abschluss des Feldtests veröffentlicht. Inhalte wurden gegenüber den Ergebnissen von E-DeMa gespiegelt bzw. waren einzelne Mitarbeiter des Konsortiums Mitglieder der EG3; insofern sind die Inhalte von E-DeMa in die Arbeiten bei der Europäischen Kommission eingeflossen
17.	THINK-Report Topic 11 "Shift, Not Drift: Towards Active Demand Response and Beyond"	Jun. 2013	EU-weite Regulierungsfragen	Erst nach Abschluss des Feldtests veröffentlicht. Inhalte wurden gegenüber den Ergebnissen von E-DeMa gespiegelt.
18.	IEC 62357 Second Edition: TC 57 Architecture - Part 1: Reference Architecture for TC 57 - Draft	2009	Internationale Standardisierung	Das Release der IEC 62357 Referenzarchitektur im Jahre 2009 bestätigt die E-DeMa Ansätze. Die im Projekt entstandene Referenzarchitektur zur Einbindung der Marktplätze steht nicht im Widerspruch zum Standard.
19.	IEC 61850-7-420: Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-420: Basic communication structure - Distributed energy resources logical nodes	März	Internationale Standardisierung	Die Konzepte, beschrieben durch den IEC 61850-7-420, wurden im Rahmen der Arbeiten in E-DeMa zur Ansteuerung der E-DeMa Gateways evaluiert und prototypisch realisiert.
20.	IEC SMB Smart Grid Strategic Group (SG3) - Smart Grid Standardization Roadmap	Jun. 2010	Internationale Standardisierung	Im Rahmen der Standardisierungs-Roadmap der der SMB Smart Grid Strategic Group (SG3) der IEC wurden circa 300 Standards identifiziert, die im Smart Grid Kontext relevant sind. Da es sich hierbei um eine umfassende Sammlung aller Anwendungsszenarien handelt, umfasst diese eine Vielzahl von möglichen Realisierungen und auch die in Bezug auf E-DeMa realisierten und konzeptionellen technologischen Ansätze hierbei berücksichtigt und stehen in keinem Widerspruch zu den beschriebenen Konzepten.

	Vorgang / Ereignis	Datum	Anwendungs-bereich	Einfluss auf die Arbeit des Konsortiums / Ergebnisse
21.	IEEE 2030 – Draft Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads	Sept.	Internationale Standardisierung	Interessant für weitere Forschungsaktivitäten zur Interoperabilität verschiedener Zugangstechnologien im E-DeMa Kontext.
22.	IEC 62351-SER ed1.0: Power systems management and associated information exchange - Data and communications security	Okt. 2012	Internationale Standardisierung	Erweiterung der Sicherheitsfunktionen für die IEC61850 ist Gegenstand zukünftiger Arbeiten, die aus E-DeMa entstehen können.
23.	OASIS – DPWS: Devices Profile for Web Services Version 1.1	Juli 2009	Internationale Standardisierung Informationstechnik und Kommunikations-technologien	Konzept zur Realisierung der Ansteuerung der E-DeMa Komponenten über DPWS wurde analysiert und veröffentlicht.
24.	IEEE P1901 - Standard for Broadband over Power Line Networks: Medium Access Control and Physical Layer Specifications	Sept.	Internationale Standardisierung Informationstechnik und Kommunikations-technologien	Im Rahmen der IEEE P1901 wird die Koexistenz zwischen verschiedenen Powerline ermöglicht, welches auch im Fokus der Arbeiten in E-DeMa stand. Hierzu wurden verschiedene Laboruntersuchungen durchgeführt und veröffentlicht und auf die Erweiterungen der P1901 eingegangen.

	Vorgang / Ereignis	Datum	Anwendungs-bereich	Einfluss auf die Arbeit des Konsortiums / Ergebnisse
25.	IETF RFC 6272 – Internet Protocols for the Smart Grid	Juni 2011	Internationale Standardisierung Informationstechnik und Kommunikations-technologien	Durch die durchgehende IP-Infrastruktur in E-DeMa ist die Nutzung zahlreicher IETF Protokolle ebenfalls als grundlegende Voraussetzung zu verstehen. Im Rahmen der vorliegenden Norm werden IETF Standards auf ihre Eignung im Smart Grid Kontext analysiert, diese Analyse wurde ebenfalls im Rahmen der Arbeiten in E-DeMa durchgeführt und die Ergebnisse sind weitestgehend deckungsgleich.
26.	ITU-T G.996x-series: Unified high-speed wireline-based home networking transceivers (G.hn)	2009-	Internationale Standardisierung Telekommunikation	Die aktuellen Neuerungen im Bereich der Standardisierung von Kabeltechnologien wurden im Projektverlauf intensiv beobachtet und in die Untersuchungen zukünftiger Realisierungskonzepte eingebunden und eine Eignung der Technologien wurde gegeben.
27.	ITU-T G.995x-series: Narrow-band OFDM power line communication transceivers (G.hnem)	Dez. 2011	Internationale Standardisierung Telekommunikation	Die aktuellen Neuerungen im Bereich der Standardisierung von Kabeltechnologien wurden im Projektverlauf intensiv beobachtet und in die Untersuchungen zukünftiger Realisierungskonzepte eingebunden und eine Eignung der Technologien wurde gegeben.
28.	Liberalisierung des Messwesens	Okt. 2008	Messstellenbetrieb und Messdienstleistung	E-DeMa hatte eine Öffnung des gesetzlichen Messwesens antizipiert; die Lösungen sind mit einer wettbewerblichen Organisation des Messwesens kompatibel.
29.	Novelle MessZV	Apr. 2012	Messstellenbetrieb und Messdienstleistung	E-DeMa hatte eine Öffnung des gesetzlichen Messwesens antizipiert; die Lösungen sind mit einer wettbewerblichen Organisation des Messwesens kompatibel.
30.	DKE – Standardisierungs-Roadmap für E-Energy/Smart Grid	2010	Nationale Standard-isierung	Steht nicht im Widerspruch zu den in E-DeMa realisierten Konzepten und zusätzliche in der Roadmap aufgezeigten Technologien und Standards wurden in die Untersuchungen ergänzt.
31.	NIST – Standardization Roadmap	2010	Nationale Standard-isierung	Steht nicht im Widerspruch zu den in E-DeMa realisierten Konzepten und zusätzliche in der Roadmap aufgezeigten Technologien und Standards wurden in die Untersuchungen ergänzt.

	Vorgang / Ereignis	**Datum**	**Anwendungs-bereich**	**Einfluss auf die Arbeit des Konsortiums / Ergebnisse**
32.	NIST – Guidelines for Smart Grid Cyber Security and Requirements	2009	Nationale Standardisierung	Die in der ersten Version (2009) veröffentlichten Sicherheitsfunktionen, die in der IEC 62351 beschrieben werden, wurden im Projektverlauf diskutiert und im Entwurf der Referenzarchitektur berücksichtigt. Der aktuelle Release im Oktober 2012 scheint auf den ersten Blick nicht im Widerspruch mit der Erweiterbarkeit der E-DeMa-Architektur zu stehen, dieses müsste aber im Detail noch überprüft werden.
33.	SML - Smart Message Language, Version 1.03	Nov. 2008	Nationale Standardisierung	In der E-DeMa Realisierung berücksichtigt.
34.	NIST Special Publication 1108: NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 2.0	Feb. 2012	Nationale Standardisierung	Interessant für weitere Forschungsaktivitäten zur Interoperabilität verschiedener Zugangstechnologien im E-DeMa Kontext.
35.	VDE-FNN-Projekt „Mess-System 2020“	seit 2012	Nationale technische Vorgaben zur praktischen Umsetzung von Messsystemen	Das FNN Projekt „MessSystem 2020“ hat zur Aufgabe, die Arbeiten des BSI mit Lasten- und Pflichtenheften zu hinterlegen, die geeignet sind, durch die Herstellerfirmen umgesetzt zu werden; E-DeMa hat diese Arbeiten verfolgt bzw. unterstützt. Sie hatten aber für die Umsetzung im Feldversuch aufgrund des zeitlichen Fortschritts keine Bedeutung mehr.
36.	BSI Entwicklung eines Schutzprofils für Smart Meter	seit 2011	Nationale untergesetzliche Vorgaben zur technischen und physischen Gestaltung von Messsystemen	Bezüglich einer Umsetzung und Verrechtlichung des BSI Schutzprofils ist zunächst festzustellen, dass E-DeMa sich an den entsprechenden Diskussionen über die in E-DeMa vertretenen Konsortialpartner beteiligt hat. Zudem sind Teile des BSI Schutzprofils vollständig mit der E-DeMa Philosophie kompatibel – so bspw. in Bezug auf die Trennung der Daten zwischen WAN und HAN, die in E-DeMa auch vorgesehen ist. Bezüglich etwaiger weiterer Anpassungsbedarfe kommt es wesentlich auf die Umsetzung im Detail an. Diese konnte seitens E-DeMa nicht antizipiert werden, da die Arbeiten an den diversen Prozessen, auf die das noch fertigzustellende BSI Schutzprofil Einfluss nehmen wird, noch nicht abgeschlossen sind.

B. Technisch-wissenschaftliche Ergebnisse des Vorhabens

Der zweite Teil des Abschlussberichts ist der eingehenden Darstellung der erzielten Ergebnisse gewidmet. Diese werden zunächst ausführlich dargestellt, bevor in einem Resümee die wesentlichen Erkenntnisse des Projekts zusammengefasst werden.

Ein wichtiger Ansatz des Projektes E-DeMa war die enge organisatorische Verzahnung zwischen den Konsortialpartnern. Zwar übernahm jeweils ein Konsortialpartner die Leitungsverantwortung für eins der in Kapitel A.3 beschriebenen Arbeitspakete, jedoch konnten nur durch die aktive operative Mitwirkung der jeweils anderen Konsortialpartner hohe Synergieeffekte bei der Entwicklung der in diesem Projekt erforderlichen Einzelkomponenten und deren systemischer Integration hin zu einem E-Energy-System erzielt werden. Allein diese kooperative Zusammenarbeit der Konsortialpartner auf operationeller Ebene in allen Arbeitspaketen ermöglichte eine Konvergenz zwischen Informationstechnik und Energietechnik vor dem Hintergrund der rechtlichen, sicherheitstechnischen, ökonomischen und ökologischen Implikationen. Insofern ist eine differenzierte Zuordnung von Aufgaben auf der Arbeitspaketebene zu einzelnen Fördermittelnehmern weder möglich noch erwünscht. Vielmehr brachten alle Konsortialpartner ihre jeweilige Kompetenz in den Fortschritt der einzelnen Arbeitspakete ein. Der inhaltliche Anteil wird jedoch in der nachfolgenden Tabelle der Ergebnisbeteiligung an den einzelnen abgrenzbaren Arbeiten, Systemen und Komponenten verdeutlicht. In der Tabelle sind wesentliche Anteile am Ergebnis durch ein ‚X', partielle Beiträge zum Ergebnis mit einem ‚(X)' gekennzeichnet. Darüber hinaus haben alle Partner regelmäßig bei den Anforderungsspezifikationen (Lastenhefte) mitgewirkt.

	beteiligte Partner:	RWE	SWK	Siemens	ProSyst	Miele	TU Do	FH Do	RUB	Uni Du-E
Konzept E-DeMa	Problemabgrenzung	X	X	X	X	X	X			
	Rollenmodell	X	(X)	(X)	(X)	(X)	X			
	Wertschöpfungskette	X	(X)	(X)	(X)	(X)	X			
	Funktionsbeschreibung	X	(X)	(X)	(X)	(X)	X	(X)		
	Systembeschreibung	X	(X)	(X)	(X)	(X)	X	(X)		
IKT-Infrastruktur	Spezifikation Referenzarchitektur	X		(X)	(X)	(X)	X	X		X
	Systemarchitektur	X		(X)	(X)		X	X		X
	Technologievergleich Inhouse-Kommunikation	(X)					X	X		
	Technologievergleich Zugangsnetze	(X)		(X)			X	X		X
	Sicherheitsarchitekturen	X		(X)	(X)		X	X		
IKT-Gateway 1	Anforderungsdefinition	X		(X)			X	X	(X)	
	Systemspezifikation	X		(X)			X	X		
	Entwurf/Realisierung	X	(X)	(X)						
	Verifikation/Test	X	(X)	(X)				X		
	Dokumentation (Betriebs- und Anwenderanleitung)	X	X	(X)						
Display	Anforderungsdefinition	X	X	(X)	(X)	(X)	X	X		
	Systemspezifikation	X	(X)				X	X		
	Entwurf/Realisierung		(X)					X		
	Verifikation/Test	X	X					X		
	Dokumentation (Betriebs- und Anwenderanleitung)	X	X					X		
IKT-Gateway 2	Anforderungsdefinition	X		X	X	X	X	X	(X)	
	Systemspezifikation	X		X	X		X	X		
	Entwurf/Realisierung			X	X			X		
	Verifikation/Test	X	X	X	X			X		
	Dokumentation (Betriebs- und Anwenderanleitung)		X	X				X		
Komm-Module Weiße Ware	Anforderungsdefinition	X		X	X	X	X	X		
	Systemspezifikation	(X)		X	X	X				
	Entwurf/Realisierung				X	X				
	Verifikation/Test	X	(X)	X	X	X		X		
	Dokumentation (Betriebs- und Anwenderanleitung)					X		X		
HECUI	Anforderungsdefinition	X	X	X	X	X	X	X		
	Systemspezifikation	(X)			X			X		
	Entwurf/Realisierung				X			X		
	Verifikation/Test	(X)	(X)		X			X		
	Dokumentation (Betriebs- und Anwenderanleitung)		(X)		X			X		
mPRM	Anforderungsdefinition	X		X	X	X	X	X		
	Systemspezifikation			(X)	X		X	X		
	Entwurf/Realisierung				X					
	Verifikation/Test			(X)	X					
	Dokumentation (Betriebs- und Anwenderanleitung)				X					
	Systemintegration/Anfor-			(X)	X			(X)		

	beteiligte Partner:	RWE	SWK	Siemens	ProSyst	Miele	TU Do	FH Do	RUB	Uni Du-E
MP-System	Anforderungsdefinition	X	X	X	X	X	X			
	Systemspezifikation	(X)		X	(X)					
	Entwurf/Realisierung			X						
	Verifikation/Test			X						
	Dokumentation (Betriebs- und Anwenderanleitung)	X		X						
	Systemintegration/Anfor-	X		X	(X)			(X)	(X)	
ZDM	Anforderungsdefinition	X	(X)	X			X			
	Systemspezifikation	X		X						
	Entwurf/Realisierung			X						
	Verifikation/Test	(X)	(X)	X						
	Dokumentation (Betriebs- und Anwenderanleitung)			X						
	Systemintegration/Anfor-	(X)		X				(X)	(X)	
Aggregator-Leitsystem	Anforderungsdefinition	X		X	X	X	X		X	
	Systemspezifikation	(X)		X	(X)				X	
	Entwurf/Realisierung			X						
	Verifikation/Test			X						
	Dokumentation (Betriebs- und Anwenderanleitung)			X						
	Systemintegration/Anfor-			X	(X)	(X)		(X)	X	
Netz-Leitsystem	Anforderungsdefinition	X	(X)	X					(X)	
	Systemspezifikation	(X)		X						
	Entwurf/Realisierung			X						
	Verifikation/Test			X						
	Dokumentation (Betriebs- und Anwenderanleitung)			X						
	Systemintegration/Anforderungsprofil an Feldtest			X						
Musterprodukte (Strom)	Zielgruppenbeschreibung	X	X			X	X			
	Spezifikation Produktbausteine	X	X				X			
	Produktentwicklung	X	X	(X)		(X)	X			
	Anforderungsprofil an Feldtest (Produkt-Fahrplan)	X	X				X			
	Wirkungsnachweis (Erfolgsnachweis)	X	X				X			
Geschäfts-prozesse	Prozessanalyse (status quo)	(X)	(X)	(X)			X			
	Prozesssynthese						X			
	Prozessvalidierung, Wirkungsnachweis						X			

	beteiligte Partner:	RWE	SWK	Siemens	ProSyst	Miele	TU Do	FH Do	RUB	Uni Du-E
Feldtest	Vorbereitung	X	X	X	X	X				
	Teilnehmeranwerbung	X	X							
	Installation und Betrieb Kundeninfrastruktur	X	X			X		X		
	Installation der Backend-Systeme	X	X	X	X					
	Dokumentation (Betriebs- und Anwenderanleitung)	X	X	X	X	X	X	X		
	Betriebsführung Backend nach Anforderungsprofil	X		(X)	(X)					
	Kundenbetreuung, Störungsmanagement	X	X			X		X		
	Datenerfassung, Plausibilisierung, Clearing	X	X	(X)	(X)		X	X	X	
	Erfolgsnachweis	X	X				X			
	Kundenakzeptanzforschung	X	X				X			
	Rückbau	X	X	(X)						
Modellierung und Simulation	Systemspezifikation, Funktionsbeschreibung, Schnittstellen	(X)	(X)	(X)			X	X	X	X
	Elektrizitätswirtschaftliche Modellierung						X		X	
	Verteilnetz-Modellierung	(X)	(X)	(X)					X	X
	Kommunikationsinfra-struktur-Modellierung						X	X		X
	Infrastruktur- und Kom-ponenten-Nachbildung	(X)	(X)	X	(X)	(X)	X	X		X

1. Das Konzept E-DeMa

Das Projekt E-DeMa hat in den Jahren 2008 bis 2012 im Rahmen des gemeinschaftlich von BMWi und BMU verantworteten Förderprogramms des "E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft" seine Arbeiten durchgeführt. Übergreifendes Ziel dieses Förderprogramms war es, Schlüsseltechnologien und Geschäftsmodelle zu entwickeln, die den Anforderungen des Wandels zu liberalisierten Märkten, zu dezentralen und volatilen Erzeugungsstrukturen Rechnung tragen – und zugleich ein Höchstmaß an Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit sicherstellen. Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) spielten dabei eine zentrale Rolle.

Das E-Energy Programm und E-DeMa standen und stehen damit im Kontext vieler Initiativen und Aktivitäten, die international unter dem Begriff „Smart Grids[9]“ zusammengefasst werden. „Smart“ bedeutet in diesem Zusammenhang für die intelligente Nutzung aller zur Verfügung stehenden Ressourcen sowie für die Optimierung und Integration des Gesamtsystems der Elektrizitätsversorgung – von der Gewinnung des Stroms über die Speicherung, den Transport, die Verteilung bis hin zur effizienten Verwendung.

Aufgabe dieses Berichtsteils ist die eingehende Darstellung des seitens des E-DeMa Projekts erzielten Ergebnisses sowie des Untersuchungswegs, auf dem das Konsortium dieses Ergebnis in gemeinschaftlicher Arbeit und in klarem Bezug zu den Förderzielen erreicht hat. Nach Überzeugung der Konsortialpartner war und ist es eine wesentliche Stärke von E-DeMa, hierbei auf einer stabilen konzeptionellen Basis aufgebaut zu haben. E-DeMa versteht sich dabei als eine Gesamtkonzeption, die nicht nur technische Lösungen präsentiert, sondern sich auch mit den Möglichkeiten befasst, diese Lösungen in der heutigen Marktverfassung umzusetzen.[10]

Diese konzeptionelle Basis und die detaillierte Motivation des E-DeMa-Konsortiums sowie die mit dieser verbundene Schwerpunktsetzung stehen daher im Kapitel 1 dieses Berichtsabschnitts im Fokus der Betrachtung. Ausgehend von einer vertieften Analyse heutiger und künftiger Rollen und Funktionen, die zu einer erfolgreichen Einführung neuer, innovativer Stromprodukte benötigt werden, können allgemeine Anforderungen an eine Marktplatzorganisation und den Marktplatzbetrieb, als zentrale Elemente von E-Energy abgeleitet werden; ebensolche Anforderungen ergeben sich aus den konzeptionellen Vorüberlegungen von E-DeMa aber auch im Hinblick auf die benötigte IKT-Infrastruktur. Zusätzlich werden Überlegungen zur Datenbereitstellung und zum Datenschutz rekapituliert, welche für die Durchdringung der Energieversorgung mit IKT von exorbitanter Bedeutung sind und die die konsortiale Arbeit entscheidend geprägt haben.

Sodann wendet sich der Bericht den E-DeMa-Szenarien und Simulationen zur Umsetzung des Konzepts zu (Kapitel 2), wobei es die Hauptaufgabe dieses Abschnitts ist, zu zeigen, wie das Konsortium seine

[9] In der Definition des BDEW, welche E-DeMa für im Prinzip zutreffend erachtet, ist: "Ein Smart Grid (…) ein Energienetzwerk, das das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Marktteilnehmer, die mit ihm verbunden sind, integriert. Es sichert ein ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit niedrigen Verlusten und hoher Verfügbarkeit."

[10] So betont auch ein kürzlich zu Fragen des DSM erschienener THINK-Report, welcher im Auftrag der Kommission erstellt wurde, dass *„existing pilot studies are mainly focused on the technological issues of demand response, whereas our analysis shows that a technology push that disregards contracts would be probably ineffective, since it does not guarantee the engagement of consumers“* (S. 39) und folgert daraus, dass es notwendig sei, die die vertragliche und abwicklungstechnische Dimension entsprechender Produkte/Lösungen stärker in den Blick zu nehmen. vgl. http://www.eui.eu/Projects/THINK/Documents/ Thinktopic/Topic11digital.pdf

konzeptionellen Vorarbeiten weiterverfolgt und einer Umsetzung zugeführt hat. Hierbei waren unterschiedlichste Aufgaben zu bewältigen, die es zudem zu jeder Zeit aufeinander abzustimmen galt. In diesem Zusammenhang hat sich die breite Aufstellung des Konsortiums, in dem viele unterschiedliche Qualifikationen und Hintergründe vereint waren, besonders bewährt. Prägend für die Umsetzung des Konzepts ist vor allem die Unterscheidung in ein Szenario 2020, welches das Bild einer künftigen Energieversorgung in einer E-DeMa-Welt zeichnet, und ein Szenario 2012. Letzteres fokussiert sich im Wesentlichen auf den Feldversuch, welcher das naheliegende Ziel der konsortialen Arbeit war, um die Realisierbarkeit des E-DeMa-Konzeptes nachzuweisen. Das Entwicklungskonzept des vorliegenden Projektes stellt dabei das Ergebnis einer Reihe von Abwägungsentscheidungen in Bezug auf die Umsetzung einzelner Teilkonzepte dar.

Wichtige Teilschritte der konsortialen Arbeit umfassen die vertiefte Auseinandersetzung mit den Markt- und Handelsmechanismen, aus denen Musterproduktbausteine entwickelt werden sowie die hierzu passenden Geschäftsprozesse und Marktkommunikationsmodelle. Diese beeinflussen wesentlich das zu entwerfende und aufzubauende E-DeMa-Marktplatzsystem als zentrale Informationsdrehscheibe des Projektansatzes. Um diese Informationen im Feld überhaupt aufnehmen zu können, hat das Konsortium parallel hierzu an der Entwicklung einer IKT-Infrastruktur gearbeitet, deren Schnittstelle zum Prosumer, also dem Elektrizitätsnutzer der Zukunft, die E-DeMa IKT-Gateways darstellen. In Bezug auf deren Sicherheitsfunktionen wurden wichtige Vorarbeiten im Sinne eines Protection Profile geleistet. Alle diese Überlegungen münden in eine E-DeMa Referenzarchitektur, welche nach Überzeugung der Konsortialpartner geeignet ist, auch über die Arbeiten in E-DeMa hinaus Wirkung zu zeigen. Diese Referenzarchitektur ist eine vielschichtige und standardisierte Schnittstellenspezifikation, die das Einbinden weiterer wichtiger Teilsysteme (z.B. das Aggregator-System und die Zählerdatenmanagementsysteme) über unterschiedliche Kommunikationstechnologien gestattet. Neben der Entwicklung einer Referenzarchitektur wurden wichtige Erkenntnisse über die Eignung von Kommunikationstechnologien gewonnen, die sowohl inhouse-Netze betreffen als auch bei den Access-Netzen im Hinblick auf eine hohe Durchdringung mit Smart Metern von Bedeutung sind.

Wesentlicher Aspekt des E-DeMa-Konzeptes ist die Differenzierung zwischen einer marktgerichteten und einer netzgerichteten Flexibilisierung von Netznutzern, wie auch im Eckpunktepapier der BNetzA „Smart Grid“ und „Smart Market“ dargelegt[11].

Aus dem integrierten E-DeMa-Ansatz eines Marktplatzsystems als Datendrehscheibe zwischen allen Akteuren der Elektrizitätsversorgung heraus wurden Mittel und Wege analysiert, die so gewonnenen Daten auch für eine verbesserte Steuerung der elektrischen Verteilnetze nutzbar zu machen. An dieser Stelle ist die Integration des Netzleitsystem in die Referenzarchitektur unter Nutzung der über die IKT-Infrastruktur gewonnen Daten für eine verbesserte und netzoptimierte Laststeuerung verwirklicht und im Feldversuch getestet worden.

Zu erwähnen sind mit Blick auf den Feldversuch darüber hinaus die seitens E-DeMa unternommenen Arbeiten bezüglich der Visualisierungslösungen für die unterschiedlichen Kundengruppen sowie die Umsetzung bestimmter technischer Systeme mit Blick auf das Feld (u.a. E-DeMa-Marktplatz, IKT-GW2, Remotemanagement System usw.). Schließlich hat das Projektkonsortium in dieser Phase des Vorhabens einige Ressourcen darauf verwendet, Testlabore und Prüffelder zu definieren und einzurichten,

[11] „Smart Grid“ und „Smart Market“, Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Eckpunkten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn 2011

um sowohl „Herstellern“ als auch „Anwendern“ neuer Technologien innerhalb des Konsortiums zu ermöglichen, die entwickelten Lösungen vor der Feldphase – bei notwendigen Updates aber auch währenddessen – zu testen.

Neben dem Feldversuch wurde einer geeigneten Modellierung und Simulation zahlreicher zuvor erwähnter Zusammenhänge eine große Bedeutung zugemessen, um dem Konsortium jederzeit die Validierung von Konzepten, Systemen und Komponenten bereits im Entwurfsstadium zu ermöglichen, Fehlentwicklungen zu vermeiden und damit eine ziel- und erfolgsgerichtete Entwicklungsarbeit zu gewährleisten.

Das folgende Kapitel 3 dieses Berichtsabschnitts ist der eigentlichen Durchführung des E-DeMa-Feldversuchs gewidmet und beschreibt elaboriert die Arbeiten und Aufgabenstellungen, die das Konsortium vor und während des Feldversuchs wahrgenommen hat. Neben der Auswahl der Teilmodellregionen sind hier vor allem das Anwerben der Teilnehmer für den Feldversuch bzw. die hierbei angewandten Strategien und gemachten Erfahrungen zu erwähnen. Bezüglich des technischen Aufbaus der Modellregion inkl. deren Ausstattung kam vor allem der Systemintegration, der initialen Parametrierung und der Datenbereitstellung für alle Beteiligten eine große Rolle zu. Wichtige Erfahrungen hat E-DeMa darüber hinaus bei der Begleitung des Feldversuchs und der mit dieser verbundenen Betreuung der Teilnehmer machen können. Das Kapitel zeigt zudem wesentliche Ergebnisse des Feldversuchs in wirtschaftlicher und technischer Hinsicht in Bezug auf das Szenario 2020 auf, die u.a. die Inhouse-Kommunikation, die Kundendisplays aber vor allem den Marktplatzbetrieb und die Komplexität der Fehleranalyse sowie die Netzleittechnik und das Aggregatorgeschäftsmodell betreffen.

Aufbauend auf den Erkenntnissen, die im Rahmen der Durchführung des Feldversuchs gewonnen werden konnten, umfasst das vierte Kapitel des Berichtsabschnitts sodann die Ergebnisse, welche das E-DeMa-Konsortium im Rahmen der Auswertung der im Feldversuch und in den Simulationen gewonnenen Daten erzielt hat. Diese umfassen insbesondere fünf Dimensionen: So werden zunächst die Hauptbefunde und Erkenntnisse der energiewirtschaftlichen Auswertung der Daten des Feldversuchs dargestellt, wobei Fragestellungen wie die Verbrauchsverlagerung der E-DeMa-Kunden oder die erzielte Lastverlagerung bzw. die Ergebnisse der Gerätesteuerung durch das IKT-GW2 und den Aggregator analysiert werden. Zusätzlich werden Erkenntnisse zum Kundenverhalten und zur Kundenakzeptanz dargestellt, wie sie sich aus dem im Rahmen der Kundenbefragungen ermittelten Haltungen der Teilnehmer ergeben. Neben diesen Aspekten, die noch einmal deutlich machen, dass der Kunde im Fokus der konsortialen Arbeiten stand, werden Hauptbefunde und Erkenntnisse mit Blick auf die Kommunikationsinfrastrukturen, die elektrische Netzinfrastruktur und Netzleittechnik sowie auf das Zählerdatenmanagement und die in einer E-DeMa-Welt bereitzustellenden Informationen dargestellt und erläutert. Diese eher technisch-orientierten Ergebnisse geben nach Überzeugung von E-DeMa deutliche Hinweise auf funktionstüchtige Ausprägungen künftiger Smart-Grid- und Smart-Market-Umgebungen.

Ein Resümee beschließt im fünften Kapitel die eingehende Darstellung der seitens des E-DeMa Projekts erzielten Ergebnisse. E-DeMa hat sich entschieden, hier eine weitere Verdichtung der erzielten Ergebnisse und Erkenntnisse dadurch zu erreichen, dass fünf zentrale Thesen des Projekts E-DeMa im Kontext des Gesamtprogramms E-Energy vorgestellt und erläutert werden. Diese zeigen zum einen auf, was erreicht wurde und insofern als Grundlage weiterer Arbeiten dienen kann, versuchen aber zugleich deutlich zu machen, in welchen Bereichen auch weiterhin Klärungsbedarf bzw. die Notwendigkeit gesetzgeberischen Handelns besteht.

1.1. Einleitung und Motivation

Die Strukturen der Energieversorgung in Deutschland, Europa und der Welt werden sich innerhalb der nächsten Jahrzehnte stark verändern. Als Treiber lassen sich steigende Energiepreise, der wachsende internationale Wettbewerb um zunehmend knappere und teurere Energierohstoffe sowie der Klimawandel durch Emission von Treibhausgasen aufführen. Zudem werden die technischen Entwicklungen hinsichtlich der Elektromobilität und die Zunahme der dezentralen Stromerzeugungsanlagen die Umstrukturierung des Stromsektors beschleunigen, wie die Entwicklungen der jüngeren Vergangenheit belegen. Vor allem die in Deutschland eingeleitete Energiewende und der dadurch stetig steigende Anteil erneuerbarer Energien im Energiesystem forcieren diese Veränderungen.

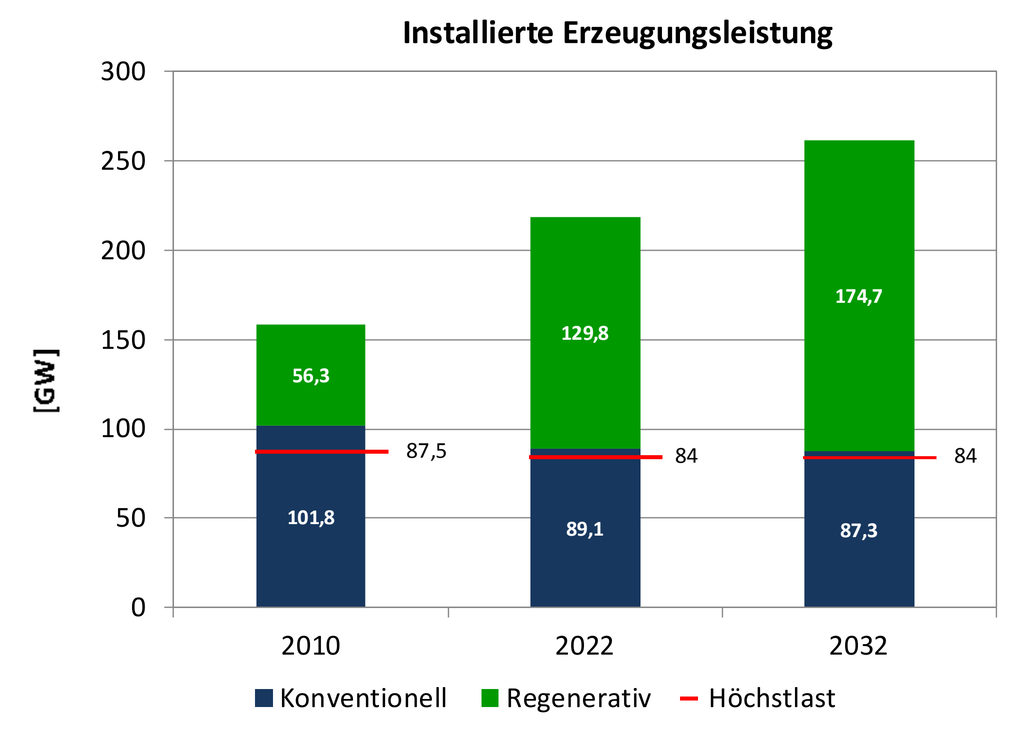
Während die heutige Strategie für eine ausgeglichene Leistungsbilanz in der Elektrizitätsversorgung darin besteht, eine entsprechend hohe gesicherte Einspeiseleistung für die erwartete Nachfrage bereitzustellen, wird künftig die Systemstabilität auch durch eine Flexibilisierung der Nachfrage erreicht werden müssen. Dies zeigt u.a. ein Blick auf den Netzentwicklungsplan 2012, der eine der aktuellsten Prognosen zum weiteren Voranschreiten der Energiewende darstellt.

Installierte regenerative Erzeugungsleistung

Quelle: Netzentwicklungsplan Strom 2012

Abbildung B-1: Installierte regenerative Erzeugungsleistung in Deutschland

In Abbildung B-1 wird die installierte regenerative Erzeugungsleistung in Deutschland für die Jahre 2022 und 2032 prognostiziert und in Bezug zum Status quo des Jahres 2010 gesetzt. Dabei steigt die installierte Gesamtleistung von Windenergieanlagen onshore von 27,1 GW (2010) auf 47,5 GW im Jahre 2022 bzw. 64,5 GW im Jahre 2032. Auch offshore ist ein hoher Zuwachs von ca. 13 GW installierter Leistung pro Dekade auf 28 GW im Jahre 2032 prognostiziert. Weiterhin ist von einem starken Ausbau von Photovoltaik-Anlagen auszugehen. Die installierte Gesamtleistung steigt dabei von 18 GW (2010) auf 54 GW im Jahre 2022 bzw. 65 GW im Jahre 2032. Insgesamt zeigt sich so eine stark zunehmende Bedeutung von regenerativer Energie im deutschen Stromnetz.



Quelle: Netzentwicklungsplan Strom 2012

Abbildung B-2: Installierte Erzeugungsleistung in Deutschland

Abbildung B-2 zeigt die prognostizierte installierte Erzeugungsgesamtleistung für die Jahre 2022 und 2032. Dabei entspricht der starke Ausbau der regenerativen Stromerzeugung den in Abbildung B-1 wiedergegeben Prognosen. Gleichzeitig steht zu erwarten, dass die installierte Gesamtleistung der konventionellen Kraftwerke sinken wird. Einer prognostizierten Höchstlast von 84 GW im Jahre 2032 stehen nur noch insgesamt 87,3 GW konventioneller Erzeugungsleistung gegenüber. Zu beachten ist, dass auch ein nicht zu vernachlässigender Teil der ca. 87 GW an konventionellen Kraftwerken nicht ständig verfügbar sein wird bspw. wegen notwendiger Revisionen bzw. zumindest in einem „energy-only"-Markt heutiger Prägung ggf. nicht kostendeckend produziert. Zu erwarten ist daher, dass die prognostizierte nachfrageseitige Höchstlast an Tagen mit geringer regenerativer Einspeisung nicht vollständig abgedeckt werden kann. D.h. wenn das Elektrizitätssystem auch weiterhin mit bestimmten Sicherheitsmargen (gesicherte Höchstlast der Erzeugung in Relation zu erwarteten Jahreshöchstlast) betrieben werden soll, dann muss unter Vernachlässigung von zusätzlichen Importen absehbar entweder

a) eine Flexibilisierung der nachfrageseitigen Höchstlast erfolgen oder

b) eine Speicherung erneuerbarer Energie ermöglicht werden, um einen Teil der ca. 175 GW Leistung aus EE-Erzeugungsanlagen auch gesichert bzw. gesicherter als heute zur Verfügung stellen zu können.

Das E-DeMa-Projekt verfolgt den Ansatz a) in Bezug auf kleinere Nachfrager im Elektrizitätssystem (Stromkunden). Das Projekt hat mithin zum Ziel, Flexibilitätspotenziale innerhalb der heutigen Stromnachfrage zu erfassen und hebbar zu machen, um so die künftig zu erwartende Höchstlast zu senken.

Eine solche technische Flexibilisierung der Lasten erfordert den vermehrten Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und muss perspektivisch alle Bereiche der heutigen Stromnachfrage erfassen. Das E-DeMa-Projekt hat diesen Ansatz aufgegriffen und betrachtet vor allem die durch

zusätzliche IKT induzierte Flexibilisierung von Lasten bei Verbrauchern, die dem Haushaltsbereich zuzuordnen sind. Dabei wird die Last eines einzelnen Haushalts zunächst insofern differenziert betrachtet, als bestimmte Einzelverbraucher besonders geeignet erscheinen, gerade unter Einsatz von IKT künftig flexibler zu agieren. Gelingt eine weitgehende Flexibilisierung von Einzellasten, so wird die Gesamthöhe der Last künftig eine aus Systemsicht beeinflussbare endogene Größe.

Für einen sukzessiven Übergang hin zu einer Energieversorgung mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energieträgern sind Veränderungen der Versorgungsstruktur vorzunehmen, da die regenerativen Energieträger oft nicht bedarfskonform und jederzeit abrufbar zur Verfügung stehen. Daher werden neue Formen der Netze, der Verteilung, Speicherung, Regelung von Energie sowie eine neue Form des überregionalen Leistungsausgleichs erforderlich (so genannte Smart Grids[12]). Ziel ist es, ein zukunftsorientiertes Energiesystem zu schaffen, welches die Ziele Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit sinnvoll unterstützt und miteinander verbindet.



Abbildung B-3: Energiepolitisches Zieldreieck (Quelle: BMWi, 2009) [13]

Jedoch findet der Veränderungsprozess vor dem Hintergrund einer Reihe von grundlegenden und auf Sicht auch nicht veränderbaren Paradigmen statt, mit denen sich das E-DeMa-Konsortium auseinandergesetzt hat. Als wichtige Grundannahme ist das Projektkonsortium davon ausgegangen, dass der Prozess der Liberalisierung und des Unbundling der Energiewirtschaft in seinen verschiedenen Dimensionen nicht umkehrbar ist. Insofern sind alle E-DeMa-Lösungen und Konzepte grundsätzlich wettbewerbskonform angelegt worden, d.h. so konzipiert worden, dass sie in einer Umgebung, in der sich die Netzbetreiber einer Vielzahl von in Wettbewerb zueinander stehender Lieferanten gegenüber sehen, funktionieren können.

Die starke steigende Durchdringung der Netze mit Kleineinspeisern schreitet weiterhin schneller voran als prognostiziert bzw. zu Beginn des Projekts durch die Konsortialpartner angenommen, da das EEG und die Netzanschlussbedingungen dies ermöglichen und fördern. Die sich so neu bildende Erzeugungsstruktur ist dabei kein Phänomen des Übergangs, sondern stellt nach Überzeugung von E-DeMa einen unumkehrbaren Paradigmenwechsel dar. Insofern besteht in der Marktintegration solcher dezentraler Erzeugungsanlagen eine wichtige Aufgabe nicht nur der ferneren sondern bereits der näheren Zukunft. E-DeMa ist diesbezüglich davon ausgegangen, dass eine verstärkte Durchdringung des Energiesystem und insbesondere des Energienetzes mit IKT geeignet ist, Energieeinspeisungen kleiner Leistung zu einem handelbaren Gut werden zu lassen. Schließlich hat das Konsortium angenommen,

[12] In der Definition des BDEW, welche E-DeMa für im Prinzip zutreffend erachtet, ist: "Ein Smart Grid (…) ein Energienetzwerk, das das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Marktteilnehmer, die mit ihm verbunden sind, integriert. Es sichert ein ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit niedrigen Verlusten und hoher Verfügbarkeit."

[13] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft, Berlin, 2009.

dass Endkunden mit einem Verbrauch von weniger als 10.000 kWh/a auch künftig (zumindest zu einem großen Teil) ein weitgehend stochastisches Lastverhalten zeigen werden.

Trotz dieser Entwicklungen ist nach Ansicht von E-DeMa anzunehmen, dass auch künftig die Leistungs-/Frequenz-Regelung im Wesentlichen durch Übertragungsnetzbetreiber (380 kV) bewerkstelligt wird. E-DeMa adressiert deshalb die zukünftigen Herausforderungen der VNB, wobei diese natürlich nicht im Konflikt mit den Aufgaben und Funktionen der Übertragungsnetzebene stehen sollten.[14] Darüber hinaus ist allerdings mit einer Erweiterung der Aufgaben der Verteilnetzbetreiber zu rechnen. So werden sie mit zunehmender Substitution fossiler Kraftwerke durch dezentrale Energieumwandlungsanlagen aus regenerativen Energiequellen zur Erbringung von Systemdienstleistungen (insbesondere Spannungshaltung und Kontrolle des Blindleistungshaushalts etc.) im Rahmen der Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen werden. Damit obliegt ihnen die Koordination der dezentralen Einspeiser und Lasten, um im Rahmen neuer Betriebskonzepte den notwendigen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten.

Vor diesem Hintergrund ist es wichtig zu erkennen, dass jede Lösung die aus einer E-Energy-Welt erwächst, den Anforderungen der Unbundlingkonformität, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz genügen muss (siehe Abbildung B-4), da bei wesentlichen Fragestellungen Verteilnetzbetreiber als regulierte mindestens aber marktbeherrschende Unternehmen beteiligt sind.

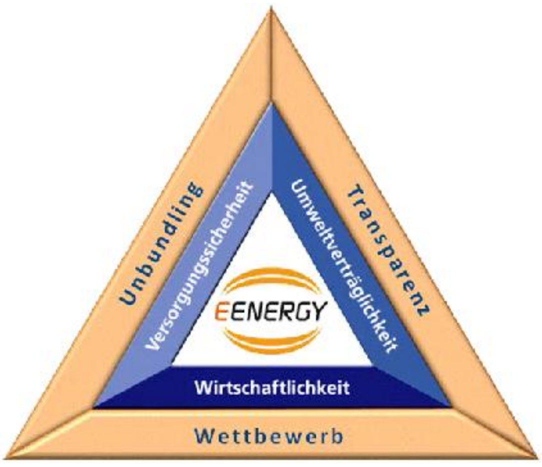


Abbildung B-4: Fundamentale Randbedingungen des energiepolitischen Zieldreiecks

Zusätzlich ist zu beachten, dass projektierte Lösungen ökonomisch tragbar sein müssen, den betroffenen Kunden bzw. Energienutzern die Möglichkeit zur freien Lebensgestaltung erhalten und erarbeiteten Wohlstand nicht in Frage stellen.

1.2. Der E-DeMa-Ansatz

Im Fokus von E-DeMa stehen die heute vor allem passiven Endkunden, die zur aktiveren Teilnahme am Marktgeschehen und damit einer Flexibilisierung ihres Lastverhaltens motiviert werden sollen. Die Lösung des E-DeMa-Konsortiums besteht daher darin, allen Beteiligten des Energiebelieferungsprozesses dieser Kunden eine elektronische Kommunikationsplattform (E-Energy-Marktplatz) zur Verfügung zu stellen, mit der eine erhöhte marktliche Interaktion möglich wird. Dabei ist der Marktplatz geeignet, als Transformator für eine ganze Reihe von tradierten „Verhaltensweisen" zu wirken und so einen

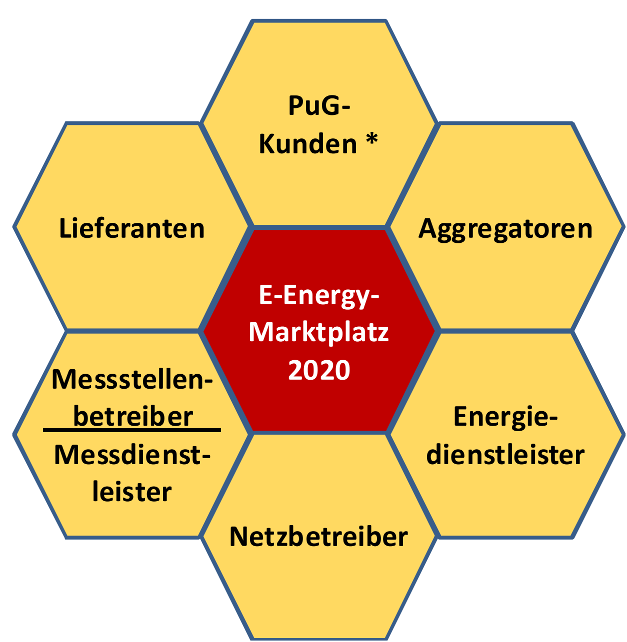
[14] vgl. hierzu u.a. die Diskussionen zu einem Energieinformationsnetz.

komplexen Umbau der Elektrizitätsversorgung voranzutreiben. Eine solche Transformation kann, wie die folgende Tabelle zeigt, durch eine Reihe von unterschiedlichen Ansätzen befördert werden, die im Rahmen des Projekts in unterschiedlichem Umfang eine Rolle spielen.

Tabelle B-1: Transformation von Eigenschaften der Endabnahme von Elektrizität

Von		Zu
Kundenseitig bestimmtem Verbrauch	➢	Anreizsystemen individueller Tarife (Demand Response)
„Always on"-Verbraucher mit starren Netzentgelten	➢	Ermäßigten Netzentgelten, die eine Steuerung ermöglichen (vgl. § 14a EnWG)
Standardlastprofilen (nicht gemessenen Verbräuchen)	➢	Neuen (ggf. individuelleren) Belieferungskonzepten
Keine Steuerung bzw. Messung dezentraler Einspeiser	➢	Gemessene Einspeiseprofilen und virtuellen Kraftwerken
Passiven Kundenlasten	➢	(Netzseitig) steuerbaren Kundenlasten
Starrem Last-/Einpeiseverhalten	➢	Modulierbaren kundenseitigen Lasten und Einspeisungen

Ausgehend von der Idee, dass die heutigen Privat- und Gewerbekunden (PuG-Kunden) künftig ihre Lieferbeziehungen über diese Plattform abwickeln sollen, sind neben den PuG-Kunden selbst alle Akteure mit einer direkten Kundenbeziehung für den E-Energy-Marktplatz von Bedeutung. Dies ist vor allem der jeweilige Verteilnetzbetreiber sowie Akteure, die am Energiebelieferungsprozess beteiligt sind (Lieferanten, sogenannte Aggregatoren, Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister [MSB/MDL]). Darüber hinaus kann, wie Abbildung B-5 zeigt, die Plattform auch dazu dienen, neue und innovative Energiedienstleistungen (EDL) anzubieten.



*mit Teilnahme am E-Energy-Marktplatz transformiert der PuG-Kunde zum Prosumer

Abbildung B-5: Potentielle Teilnehmer am E-Energy-Marktplatz.

In den grundsätzlichen Aufgaben bestehen keine wesentlichen Unterschiede zwischen dem elektronischen Marktplatz von E-DeMa und traditionellen Märkten. Märkte im strengen ökonomischen Sinn zeichnen sich in der Regel dadurch aus, dass dort eine Allokation der wirtschaftlichen Ressourcen entsprechend ihrer optimalen Verwendung über den Preis als Knappheitsindikator stattfindet. Festzustellen ist allerdings, dass sich reale Märkte häufig durch relevante Abweichungen vom theoretischen Ideal auszeichnen – dies betrifft vor allem die durch die Marktteilnehmer aufzubringenden Transaktionskosten, welche wiederum im Wesentlichen aus Informations- und Suchkosten resultieren. Solche Abweichungen sind nach Überzeugung von E-DeMa auch und gerade für den Markt der Energieversorgung bisher prägend. Um die Abweichungen vom theoretischen Ideal zu reduzieren und so Transaktionskosten zu ersparen, kann es sinnvoll sein, durch einen elektronischen „Marktplatz“, d.h. eine Informations- und Dokumentationsplattform, zum einen die Nachfrager- und Anbieterinteressen in neuartiger Art und Weise zusammenzubringen und zum anderen die Informations-, Güter- und Dienstleistungsinteressen der Marktakteure und die damit verbundenen Zahlungstransaktionen transparent und diskriminierungsfrei zu ermöglichen. Die Aufgabe des E-DeMa-Marktplatzes und seines Betreibers besteht nun darin, eine institutionelle Infrastruktur bereit zu stellen, welche ein effizientes Funktionieren des Marktes ermöglicht. In diesem Sinne versteht sich der elektronische E-DeMa-Marktplatz mehr als eine Plattform zur Anbahnung und Abwicklung bzw. Abbildung von bilateralen und multilateralen Geschäften, denn als eine börsenartige Marktumgebung, auf der für ein homogenes Gut in einem prädefinierten Zeitraum ein markträumender Preis bestimmt wird.

Funktionell betrachtet stellt der E-DeMa-Marktplatz also einen kontraktbasierten marktunterstützenden Koordinationsmechanismus dar, der alle Phasen des eigentlichen Transaktionsprozesses unterstützen kann und allen Marktteilnehmern in diesem Sinne einen einheitlichen Marktraum bietet. Gegenüber dem traditionellen Energiemarkt, auf dem es i.d.R. keinen Intermediär zwischen Lieferanten und Kunden gibt[15], übernimmt nun der Marktplatzbetreiber die Aufgabe der Zusammenführung von Anbietern und Nachfragern. Er tritt dabei lediglich als Vermittler auf und hat nichts mit den Handelsobjekten selbst zu tun. Durch das Bereitstellen dieser Vermittlungsdienstleistung wird den Nachfragern das Auffinden adäquater Angebote bei deutlich verminderten Suchanstrengungen ermöglicht.

Funktionell müssen vom E-DeMa-Marktplatz eine Reihe von Diensten bereitgestellt werden, um der oben beschriebenen Aufgabe gerecht zu werden. Generell können diese Dienste im Rahmen einer Front-End-/Back-End-Architektur in Anspruch genommen werden. Beim Front-End handelt es sich um die Schnittstelle, über die sowohl die Nachfrager als auch die Anbieter mit der Marktplatzsoftware interagieren. Die zum Front-End gehörende Benutzeroberfläche ist ein Internet-Browser, mit denen die Benutzer auf die Dienste des Marktplatzportals zugreifen. Das Back-End wird durch die Abwicklung der jeweiligen Dienste auf Seiten des Marktplatzbetreibers gebildet. Zu den Funktionen, die durch den Marktplatz als Front-End für die Nachfrager bereitgestellt werden müssen, gehören:

- Die **Kundenregistrierung bzw. das Kundenkonto**, mit denen die Zugangsdaten des Kunden festgestellt und verwaltet werden.

[15] Heutige Intermediäre wie die im Internet zu findenden Strompreisvergleichsplattformen sind offensichtlich gerade nicht zur Neutralität verpflichtet bzw. garantieren, den dort Informationen suchenden Kunden gerade kein „level-playing“-field für alle Anbieter. Dies unterscheidet sie stark von den Aufgaben der E-DeMa Marktplatz-Betreibers im Verständnis des Konsortiums.

- **Produkt- und Dienstleistungskataloge** der Anbieter (Multilieferanten-Kataloge), die in Verbindung mit geeigneten Such- und Erläuterungsfunktionen den Kunden eine einfache und schnelle Angebotsselektion ermöglichen.
- Die **Warenkorb-Funktion**, mit der der Kunde die von ihm ausgewählten Produkte und Dienstleistungen zusammenstellt.
- Die **Bestell-Funktion**, mit der der Kunde durch den Abschluss der erforderlichen (elektronischen) Verträge den Order-Vorgang auslöst.
- Die **virtuelle Kasse**, mit der der Kunde nach Abschluss von Verträgen durch die Auswahl von Zahlungsmodalitäten, den Zahlungsprozess in Gang setzt. Der Zahlungsprozess selbst wird entweder durch die Lieferantenseite selbst oder durch spezialisierte Payment-/Billing-Provider abgewickelt. Die virtuelle Kasse des Marktplatzes wird also lediglich durch eine Schnittstelle zum Billing-System des Lieferanten gebildet, d.h. der Marktplatz ist nicht in das Lieferanten- oder ein anderes Dienstleistungs-Inkasso involviert.
- Sogenannte **After-Sales-Funktionen**, bei denen den Nachfragern weitere Dienstleistungen z.B. zur Liefer- oder Zahlungsabwicklung zur Verfügung gestellt werden. Beispiel im Zusammenhang mit einem abgeschlossenen Liefervertrag wäre die Nachverfolgung der bisher in Anspruch genommenen Energiemenge sowie die im Kundenkonto aufgelaufenen Kosten, die dem Kunden jederzeit einen aktuellen Einblick in den Lieferstatus gibt, d.h. wenigstens dazu in der Lage ist, den Lastverlauf bestimmter, seitens des Kunden bestimmbarer Zeiträume widerzuspiegeln. Weitere Beispiele sind Kommunikationsangebote mit der Anbieterseite (Reklamationen usw.) resp. anderen Nachfragern (Community, Blog, Chat) sowie Bewertungsmöglichkeiten für Anbieter und deren Produkte.

Das Front-End zur Anbieterseite muss die für Lieferanten spezifischen Funktionalitäten anbieten. Hierzu zählen:

- Die **Anbieterregistrierung/Anbieterverwaltung**, über die sich die Lieferanten und sonstigen Energiedienstleister bzw. MSB/MDL im Marktplatzportal anmelden können.
- Ein **Content Management**, mit der die Pflege der anbieterseitigen Produktkataloge und sonstigen Informationen manuell möglich ist. Parallel zur manuellen Datenpflege in vorgegebenen Datenformularen ist durch eine geeignete Schnittstelle die Ankopplung an eigene Datenbanken der Anbieter (z.B. Enterprise Relationship System) eine wichtige Möglichkeit, die Attraktivität des Marktplatzes für die Anbieter zu erhöhen.
- Eine **anbieterspezifische Kundenverwaltung**, die als Ausgangspunkt für nachfolgende Transaktions- und Kommunikationsprozesse benötigt wird. Die Kundendaten sind i.a. in der Kundendatenbank des Marktplatzes abgelegt und werden hier durch die Informationen ergänzt, mit denen eine Anbieter-Nachfrager-Beziehung dokumentiert wird, sobald eine Vertragsbeziehung zwischen einem Anbieter und einem Anfragenden zustande gekommen ist.
- Die **Transaktionsverwaltung**, mit der die Auftragsbearbeitung und Auftragsabrechnung durchgeführt werden kann. Bei jedem Transaktionsschritt beginnend mit der Bestellung werden Transaktionsdaten generiert, die kunden- und lieferantenbezogen in einem Datenbanksystem abzulegen sind.

Entsprechend den Front-End-Funktionen der Anbieter- und Nachfragerseite sind auf der Marktplatzseite die zugehörigen Back-End-Funktionen im Systemaufbau zu realisieren. Zu den Back-End-Funktionen kommen im Marktplatzsystem noch weitere Systemfunktionen hinzu, die dem Marktplatzverwalter einesteils zur Administration des Systems dienen und anderenteils als Voraussetzung für die Marktplatzkommunikation und –interaktion unabdingbar sind. Hierzu zählen:

- Schnittstellendienste: Gateway-Services, Netzwerkschnittstellen, Protokollumsetzungen, Formatumsetzungen von Dokumenten usw.
- Kommunikationsdienste: z.B. Dateitransferdienste, Benachrichtigungsdienste, Alarmbehandlung usw.
- Systemmanagementdienste, die der Steuerung und Überwachung des Marktplatzsystems dienen.

Im Gegensatz zu den funktionellen Aspekten, die sich aus allgemeinen Anforderungen ergeben, werden die prozessualen Aspekte des E-DeMa-Marktplatzes durch die regulativen Vorgaben für den Energiemarkt und dessen sehr spezifischen Handelsprodukte und Dienstleistungen geprägt. Wie auf traditionell ausgeprägten Märkten lassen sich die mit dem elektronischen Handel verbundenen Prozesse unterteilen in

- die Anbahnungsphase,
- die Vereinbarungsphase,
- die Transaktionsphase (Abwicklung) und
- die After-Sales-Phase.

Insbesondere die Prozessunterstützung, die das Marktplatzsystem in der Vereinbarungs- und der Transaktionsphase den Marktpartnern bietet, ist von entscheidender Bedeutung für die Akzeptanz und das Wertschöpfungspotenzial des E-DeMa-Marktplatzes. Letztlich wird durch diese Prozessunterstützung ein wesentlicher Mehrwert für die gewerblichen Marktpartner generiert. Gleichzeitig lassen sich die Transaktionszyklen erheblich verkürzen. Hierzu ist es erforderlich, das der Just-in-Time-Lieferprozess nahezu in Echtzeit durch den Messdienstleister erfasst und die entsprechenden Daten in hoher zeitlicher Auflösung zeitnah über den Marktplatz an die beteiligten Akteure verteilt werden können. Dies ermöglicht eine wesentlich größere Produktdifferenzierung, aber auch eine deutliche Verkürzung der Handelszyklen. Beides trägt sowohl zu einer besseren Produktanpassung an die Bedürfnisse der Kunden als auch zu einer Intensivierung des Wettbewerbs am Energiemarkt bei.

Während an der EEX als Energiebörse hochvolumige Großhandelsgeschäfte abgewickelt werden, ist der E-Energy-Markplatz, wie er oben dargestellt wurde, eine Plattform, welche es unter Einhaltung der Unbundling-Regeln grundsätzlich und zusätzlich ermöglicht, Demand-Side-Management- und Demand-Response-Ansätze zu verwirklichen. Dabei ist es das erklärte Ziel, Effizienzpotenziale für die einzelnen Akteure (in ihren Funktionen und Rollen) durch ein verstärktes, schnelleres und koordiniertes Zusammenwirken der Akteure zu heben (Netzwerkeffekte). Da die Interaktionen auf dem E-Energy-Marktplatz Folgen für die Bilanzierung[16] haben werden, ist ein ***Zusammenwirken mit den Bilanzkreis-***

[16] Ziel der Bilanzierung ist es sicherzustellen, dass die Einspeisungen an Energie (durch Lieferanten u. a.) und die entsprechenden Ausspeisungen einander ¼-h-scharf entsprechen. Betrachtet werden hier regelmäßig so genannte Bilanzkreise, d.h. Aggregate der Ein- und Ausspeisungen, die ein bestimmter Marktteilnehmer kontrahiert hat (siehe auch Kapitel B.1.6.1)

verantwortlichen sowie dem Bilanzkoordinator unabdingbar, um innovative Produkte und Energiebelieferungsformen überhaupt erst zu ermöglichen.[17] Nach wie vor geht das E-DeMa-Konsortium daher davon aus, dass ein Nebeneffekt der flächendeckenden Einführung von E-Energy-Marktplätzen auch ein neuer Umgang mit den Stamm- und Bewegungsdaten[18] als Grundlage der Energiebelieferung sein wird. Insbesondere sind den Bilanzkreisverantwortlichen sowie dem Bilanzkoordinator die benötigten Bewegungsdaten über die Plattform zur Verfügung zu stellen, mithin stellt die Plattform die eine, zentrale Datenquelle pro Netzgebiet dar, womit nicht gesagt sein soll, dass eine solche Plattform auch in jedem Netzgebiet physisch vorhanden sein muss. Entsprechende Systeme sind vielmehr „mandantenfähig" in Bezug auf mehrere Bilanzgebiete aufzubauen, um Synergien zu heben und Last zu kumulieren.

1.3. Zu den Rollen und Funktionen

Zentrales Merkmal des E-DeMa-Projekts ist die Fokussierung auf die Privat- und Gewerbekunden (PuG-Kunden) (und damit den Massenmarkt) – diese heute weitgehend passiven Kunden sollen künftig aktiver als heute am Marktgeschehen teilnehmen (Idee des Prosumers). Ausgehend von der Idee, dass heutige Privat- und Gewerbekunden ihre Lieferbeziehungen künftig über den Marktplatz abwickeln können sollen, sind alle Akteure mit einer direkten Kundenbeziehung für E-DeMa bzw. den Marktplatz von Bedeutung.

Im Fokus stehen demnach zunächst einmal die **Lieferanten**, die die **Kunden** mit Energie beliefern und auch künftig zentraler Ansprechpartner der **Prosumer** sein sollen. Umgekehrt soll der Marktplatz den Kunden aber auch die Vermarktung eigener Einspeisungen und Flexibilitäten ermöglichen. Die Rolle der Gegenpartei sollen in diesen beiden Fällen so genannte **Aggregatoren** übernehmen, die aus den Einspeisungen kleiner Leistung und Flexibilitätsangeboten einzelner Haushalte verkäufliche Portfolien bilden. Des Weiteren gehören die **Verteilnetzbetreiber** (VNB), die den Kunden an das Netz anschließen und für Versorgungssicherheit sorgen, zu den relevanten Akteuren. Außerdem bilden **Messstellenbetreiber** (MSB) bzw. **Messdienstleister** (MDL) eigenständige Marktrollen, die ebenfalls über den Marktplatz agieren können sollen. Dienstleistungen, die über den reinen Messstellenbetrieb hinausgehen, z.B. Energiemanagement und ähnliche Angebote, werden allgemein unter der Marktrolle des **Energiedienstleisters** zusammengefasst. Im Folgenden werden die einzelnen Marktrollen und ihre Funktion am E-Energy-Marktplatz detailliert dargestellt.

1.3.1 Prosumer

Privat- und Gewerbekunden sollen nach den seitens des E-DeMa Konsortium entwickelten Konzeptionen durch ihre Teilnahme am Marktplatzgeschehen zum Prosumer transformieren. Unter dem Begriff „Prosumer" wird im Allgemeinen ein aktiver Kunde verstanden, der sowohl Energie erzeugt und in das Netz einspeist (producer), als auch konsumiert (consumer).

---

[17] Zusätzlich wird künftig ein neues Belieferungskonzept benötigt werden, um die heutigen Standardlastprofile dort zu ersetzen, wo diese einer vorteilhaften und kostengünstigen Flexibilisierung von Energienachfrage im Weg stehen.

[18] Im Zusammenhang mit der Strombelieferung von Kunden aber auch den Stromlieferungen von Kleineinspeisern geben die Stammdaten die charakteristischen (unveränderlichen) Daten der Anschlussnehmer wie Name, Anschrift, Anlagendaten, Vertragsdaten etc. an, während die Bewegungsdaten die zeitabhängigen Daten über Art und Umfang des Bezuges und/oder der Einspeisung als Zeitreihe angeben.

Das Produkt E-DeMa hat auf dieser Basis die folgende detaillierte Definition des Prosumers entwickelt, die wiederum Ausgangspunkt weiterer Überlegungen war:

Definition Prosumer

*Ein Energiekunde, der auf der einen Seite Energie konsumiert (con**sumer**) und auf der anderen Seite durch den E-Energy-Marktplatz in die Lage versetzt wird, durch schaltbare Lasten oder Kleinerzeuger Energie- und Systemdienstleistungen anzubieten oder erzeugte Energie zu vermarkten (**pro**ducer).*

Nachfolgend wird der Akteur Prosumer aus der „Globalsicht" beschrieben. Dass die Kunden, die später in den Teilmodellregionen am Feldtest teilnehmen, nur bedingt dem Ideal-Prosumer-Typus entsprechen, korrespondiert mit der Projektlogik.

Die Zielgruppe des E-DeMa-Projektes

Das E-DeMa-Projekt fokussiert sich insbesondere auf die heutigen PuG-Kunden, die zur aktiveren Teilnahme am Marktgeschehen motiviert werden sollen. PuG-Kunden sind in der Regel Haushaltskunden, kleine Handwerks- oder Landwirtschaftsbetriebe, die mittels synthetischen oder analytischen Standardlastprofilen beliefert und abgerechnet werden. Für eine genaue Abgrenzung der adressierten Kundengruppe werden gesetzliche Vorgaben herangezogen.

Kunden im Sinne des EnWG sind alle Großhändler, Letztverbraucher und Unternehmen, die Energie kaufen (§ 3 EnWG 2013). Letztverbraucher beziehen Energie dabei ausschließlich für den eigenen Verbrauch, während Großhändler und Unternehmen auch auf den weiteren Vertrieb ausgerichtet sind. Weiterhin wird verbrauchsabhängig zwischen leistungsgemessenen Kunden und nicht leistungsgemessenen Kunden unterschieden. Ab einem jährlichen Verbrauch von 100.000 kWh müssen Letztverbraucher mit einer registrierten Lastgangmessung ausgestattet werden, daher die Kurzform rLM-Kunden. Dagegen dürfen Endkunden mit einem Verbrauch unterhalb der 100.000 kWh-Grenze nach vereinfachten Methoden mittels standardisierten Lastprofilen abgerechnet werden, sodass diese Kunden kurz SLP-Kunden genannt werden (§ 12 Abs. 1 StromNZV 2013).

In Anlehnung an diese gesetzliche Gruppierung werden PuG-Kunden und Industrie- und Geschäftskunden unterschieden, sodass auch hier die Jahresenergiemenge von 100.000 kWh zur Abgrenzung herangezogen wird. Zu beachten ist dabei, dass laut EnWG von Haushaltskunden nur bei einem Strombedarf von unterhalb 10.000 kWh im Jahr gesprochen wird (§ 3 EnWG 2013). Demnach stellt der E-Energy-Marktplatz eine Handelsplattform sowohl für private Haushalte als auch für gewerbliche Betriebe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh dar.

Die neue Marktrolle des Kunden

Grundsätzlich werden alle PuG-Kunden, die am E-Energy-Marktplatz teilnehmen, in die Lage versetzt, Flexibilitäten des eigenen Energieverbrauchs anzubieten oder auch als Erzeuger von Energie- oder Flexibilitätsdienstleistungen aufzutreten. Damit entsteht quasi automatisch auch eine technische Fazilität, die es erlaubt, die durch EEG-Einspeiser erzeugten Energiemengen künftig auch direkt zu vermarkten. Dies ist nicht zuletzt deshalb von Vorteil, da bisher unklar ist, wie mit den (steigenden) EEG-Mengen umgegangen werden soll, sobald diese zwar noch bevorzugt einspeisen, aber keiner finanziellen Förderung mehr unterliegen. Daher sind auf dem Marktplatz der Zukunft Kunden häufig nicht mehr allein Verbraucher elektrischer Energie, sondern auch potentielle Anbieter. Durch den E-Energy-Marktplatz erhält der Energiekunde damit neue Möglichkeiten, sich aktiv am elektrizitätswirtschaftlichen Marktgeschehen zu beteiligen und nimmt auf diese Weise die neue Marktrolle des Prosumers ein.

Der E-Energy-Marktplatz gliedert sich für den Prosumer damit in zwei Marktbereiche: Einen für die Energielieferung durch Lieferanten und einen für die Vermarktung potentieller Einspeisungen. In beiden Bereichen stellt der Marktplatz gleichzeitig eine Plattform für Flexibilitäten dar, d.h. für das Ab- und Einschalten von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (wie z.B. steuerbare Hausgeräte der Weißen Ware oder Elektrofahrzeuge), aber auch von dezentralen Erzeugungsanlagen. Im Endausbauzustand erhält jeder Marktplatzkunde die technische Möglichkeit, solche Flexibilitäten anzubieten.

„Aktivere“ Kunden im Sinne von E-DeMa reagieren annahmegemäß selbstständig auf Preissignale, sie interagieren häufig auf dem E-Energy-Marktplatz und treffen eigene Nachfrageentscheidungen. Sie nehmen die ökonomische Wirkung ihrer Energieentnahme wahr und steuern ihr Verhalten im Sinne der Energieeffizienz. Noch „aktiver“ sind Kunden, die von der Möglichkeit Gebrauch machen, auf dem E-DeMa Marktplatz auch als Anbieter aufzutreten. Solche Kunden verfügen über steuerbare Flexibilitäten und/oder dezentrale Erzeugungseinheiten und können diese über den E-Energy-Marktplatz vermarkten. Dabei ist zu beachten, dass die Angebotsmengen an Flexibilitäten und dezentraler Einspeisung der Prosumer in Relation zu den sonstigen Handelslosen des Energiemarktes eher klein sind. Daher werden Aggregatoren die Aufgabe der Bündelung solcher Prosumerangebote zu handelbaren Losgrößen übernehmen müssen. Die Beziehung Endkunde und Aggregator wird über den E-DeMa-Marktplatz realisiert.

Außerdem ist zu berücksichtigen, dass dezentrale Erzeugungsanlagen i.A. zurzeit noch EEG-gefördert sind und daher verhältnismäßig hoch vergütet werden. Um eine Direktvermarktung über den E-Energy-Marktplatz wirtschaftlich zu machen, müsste diesen Prosumern mindestens die EEG-Vergütung geboten werden. Allerdings kann für die Zielwelt im Jahr 2020 davon ausgegangen werden, dass der Bestand an EEG-Anlagen deutlich größer sein wird als heute und zunehmend mehr Anlagen zwar noch bevorzugt einspeisen, aber nicht mehr der Förderung unterliegen. Das hat zur Folge, dass diese Einspeisungen somit in die Direktvermarktung fallen.

Für die Nutzung der Kleinerzeuger als flexible Leistung müssen einige Randbedingungen berücksichtigt werden. Da Kleinerzeuger bevorzugt und unabhängig von der jeweiligen Netzsituation einspeisen, werden sie auch als „Must-run“-Anlagen bezeichnet, die nur bedingt auf Preissignale reagieren. Erst negative Preise für erzeugte Kilowattstunden würden zu einer geringeren Einspeisung führen. Eine andere Möglichkeit, Kleinerzeuger als Flexibilität zu nutzen, wäre ein Handel mit Schaltoptionen, wobei ex ante die Zustimmung für Schalthandlungen erkauft wird. Um grundsätzlich ein Steuerpotential darzustellen, ist es wichtig, dass die Anlagen disaggregiert beobachtbar und in ihrem zu erwartenden Verhalten determiniert sind.

Außerdem ist es von Bedeutung, dass die Anlagen regelbar sind und sie nicht bei Ausführung einer Schalthandlung automatisch vollständig vom Netz getrennt werden. Zur Zeit sind Anlagenbetreiber nach §6 Abs. 1 EEG verpflichtet, Anlagen, deren Leistung 100 kW übersteigt, mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung auszustatten, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf und die zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung führt. Zudem sind Betreiber von PV-Anlagen ebenfalls dazu verpflichtet, den Netzbetreibern diese Möglichkeiten zur Verfügung zu stellen, sofern ihre Anlagen größer sind als 30 KW (§ 6

Abs. 2 EEG).[19] Für alle Kleinerzeuger ab einer bestimmten Größe sind also unabhängig von der Erzeugungstechnologie die technischen Möglichkeiten zu schaffen, um diese in das Einspeisemanagement mit einzubeziehen. Wären kleine und kleinste Erzeuger künftig an einen Marktplatz angeschlossen, wie er hier beschrieben wird, so würde dieser auch die Möglichkeiten bieten, eine dem Einspeisemanagement ähnliche Steuerung in Leistungsbereichen anzustreben, die heute nicht „erschlossen" sind, was der Stabilität und Steuerbarkeit der Verteilnetze dienen sollte. Grundsätzlich sind für eine Zusammenfassung der Anlagenleistungen zu Portfolien bessere Zustands- und Prognosedaten als heute erforderlich.

Steuerbare Lasten, die als Flexibilitäten genutzt werden sollen, können größere Verbraucher wie z.B. Waschmaschinen, Geschirrspüler und künftig evtl. auch Elektrofahrzeuge sein. Werden Prosumer mit intelligenter Haushaltstechnik ausgestattet, dann sind Senken in Haushalten ebenfalls disaggregiert beobachtbar, in ihrem zu erwartenden Verhalten determiniert, aber im Volumen ihres Auftretens (gefüllte Waschmaschinen, ladende Autos) stochastisch.

1.3.2 Aggregatoren

Eine neue Marktrolle bzw. Funktion ergibt sich aus dem Handel mit Flexibilitäten und der Vermarktung dezentraler Einspeisungen. Da es sich in diesen beiden Bereichen um in Relation zum Gesamtmarkt sehr kleine Leistungen handelt, sind der mögliche Nutzen und damit der Marktwert einer einzelnen Einspeisung oder Flexibilität so gering, dass sie alleine nicht verkäuflich sind. Erst durch Aggregation von Energie- oder Flexibilitätsangeboten geringer Leistungen zu Portfolien wird eine Vermarktung möglich. Die Wertschöpfung in diesem Schritt liegt in der Veredelung dieser Leistungen zu handelbaren Produkten. Daher sieht das Konsortium für den E-Energy-Marktplatz in der Rolle des Aggregators einen wesentlichen Treiber der Akzeptanz der Marktlösung und der marktkonformen Integration von erneuerbaren Energien.

Bei der Bündelung von Flexibilitäten soll die Möglichkeit bestehen, diese an den VNB zu vermarkten. Hierbei ist die Lage der Flexibilität in der Topologie des Netzes von entscheidender Bedeutung, so dass ein regionaler Bezug notwendig wird. Für eine Vermarktung an andere Marktakteure ist ein regionaler Bezug nicht von Bedeutung, so dass hier durch Aggregation größere Leistungsflexibilitäten in globaler Sicht erschlossen werden können.

Eine solche bessere Vermarktbarkeit von EEG-Einspeisungen zu ermöglichen, erscheint aus mindestens zwei Gründen sinnvoll:

1.) Die Aggregation von Kleinerzeugern zu verkäuflichen Portfolien wird mit Ablauf des Förderzeitraums aus EEG an Bedeutung gewinnen.[20] Demnach stellt sich künftig die Frage, wer die Marktgegenseite der weiterhin bevorzugt in das Netz einspeisenden Kleinerzeuger sein soll, d.h. es ist zum jetzigen Zeitpunkt unklar, wer entsprechende Strommengen in Zukunft kaufen wird.

[19] Zusätzlich gilt seit dem EEG 2012, dass nach § 6 Abs. 2 Nr. 2 auch Anlagenbetreiber, deren Anlagen eine installierte Leistung von höchstens 30 Kilowatt haben, entweder ebenfalls am Einspeisemanagement teilnehmen müssen („die Pflicht nach Absatz 1 Nummer 1 erfüllen") oder am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen (vereinfachtes Einspeisemanagement).

[20] Festzustellen ist, dass innerhalb der Projektlaufzeit zahlreiche Aktivitäten in dieser Hinsicht entwickelt worden sind, die das Potenzial der entwickelten Konstruktion aufzeigen. So sind bspw. bereits einige Aggregatoren (entelios, buzzn und andere) im Markt aktiv; daneben hat auch die Einführung der Direktvermarktung mit Marktprämienmodell nach § 33 EEG für zahlreiche Aktivitäten gesorgt, die zu Projektbeginn noch nicht erwartet

2.) Ebenso wird die Einführung eines Bonussystems zur Direktvermarktung (so dass Marktpreis und Bonus mindestens der EEG-Vergütung entsprechen) nur dann zum Erfolg, also größerer Liquidität am Erzeugungsmarkt, führen, wenn auch kleinen und kleinsten Erzeugern der Weg in die Direktvermarktung offen steht. Dies würde im Status Quo im Wesentlichen durch das ungünstige Verhältnis von Transaktionskosten zu Erlösen verhindert werden.

In der E-DeMa-Welt lassen sich beide Fragen durch die marktliche Interaktion der Akteure lösen. Als Aggregator zu handeln, was den Ankauf kleinster Leistungsmengen sowie die Prognose und Vermarktung dieser Mengen bedeutet, wird eine gewinnbringende Tätigkeit sein, wenn der Bedarf an bestimmten Flexibilitätsprodukten umfangreich genug ist. Dies kann aber angenommen werden, da Flexibilitäten nichts anderes sind als abdingbare Leistungen, welche zuvor als wesentliche Flexibilitätsreserve des Energiesystems identifiziert worden waren. Aus technischer Sicht sinken die Transaktionskosten für Kleinerzeuger und Aggregatoren pro Vorgang deutlich, was eine Bewirtschaftung von Portfolien aus Kleinerzeugern oder schaltbaren Lasten aus ökonomischer Sicht wahrscheinlicher macht, da es potentiell gewinnbringend ist.

1.3.3 Energiedienstleister

Energiedienstleister (EDL) sind Unternehmen, die den verschiedenen Marktrollen auf einem E-Energy-Marktplatz Mehrwertdienstleistungen anbieten. Diese Angebote richten sich dabei einerseits an den Prosumer, an den über den reinen Messstellenbetrieb hinausgehende Services adressiert werden. Damit ist zum Beispiel die Beratung, Planung und Durchführung von Energieeinspar- und Energieeffizienzmaßnahmen gemeint. Andererseits können sich die Zusatzdienste der EDL aber auch an Marktrollen wie den VNB, den Lieferanten, den Aggregatoren und den MSB/MDL richten.

Eine klare Abgrenzung zu Lieferanten und Aggregatoren ergibt sich daraus, dass EDL keinen eigenen Handel mit Energie vornehmen.

1.3.4 Lieferanten

Lieferanten nehmen die Marktrolle mit dem primären Kundenkontakt ein, da PuG-Kunden auch in Zukunft vorrangig sogenannte All-inclusive-Verträge abschließen werden. Der E-Energy-Marktplatz stellt für die Lieferanten eine Plattform für den Vertrieb ihrer Leistungen dar. Die Herstellung des Kundenkontaktes und die Kundenbindung wird vereinfacht und eine effiziente Kundenadministration gewährleistet. Über den E-Energy-Marktplatz sollen Lieferanten gezielt an bestimmte Kundengruppen Angebote adressieren können. Dabei beschränken sich die Angebote nicht nur auf ein Verteilnetz (sowie mögliche Angebote seitens der VNB), sondern können in allen Verteilnetzen, in denen der jeweilige Lieferant einen Lieferantenrahmenvertrag geschlossen hat, gerichtet werden. Dabei kann der Lieferant auch verschiedene Produkte je Verteilnetz platzieren.

Durch Einführung des E-Energy-Marktplatzes und der neuen Zählertechnologie können Lieferanten zusätzlich zeit- oder lastvariable Tarife entwickeln, um so volatile Einkaufspreise im Tagesverlauf zum Teil an den Kunden weiterzugeben. Auf diese Weise könnten Anreize gesetzt werden, in teuren Hochlastzeiten weniger Energie zu verbrauchen und diesen Verbrauch in günstige Schwachlastzeiten zu verschieben. Das Angebot zu vertraglich vereinbarten Festpreisen stellt natürlich weiterhin eine Option dar.

werden konnten. Diese beschränken sich bisher aber häufig auf „größere“ Anlagen, so dass dies seitens E-DeMa formulierte Idee einer „Aggregation kleiner und kleinster Erzeugungsmengen mithilfe eines E-Energy Marktplatzes“ nach wie vor Wertschöpfungspotenzial birgt.

1.3.5 Verteilnetzbetreiber

Da PuG-Kunden aufgrund ihrer geringen Leistung an das Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossen werden (§§ 3, 11 Abs.1 EnWG 2013), rückt die Rolle des VNB in den Fokus der weiteren Betrachtungen. Die Betreiber der Übertragungsnetze nehmen aufgrund dieser technischen Gegebenheiten daher eher eine untergeordnete Rolle in Bezug auf den E-Energy-Marktplatz ein.

Verteilnetzbetreiber können z.B. netztopologie-spezifische Anreizmodelle für erhöhte oder verringerte Wirkleistung bzw. Blindleistung auf dem Marktplatz platzieren, deren Erfüllung den Verteilnetzbetrieb unterstützen würde. Daneben gewinnen sie durch die IKT erheblich verfeinerte Kenntnisse über die Auslastung des Verteilnetzes und sind in der Lage, Investitionsentscheidungen zum effizienten Ausbau ihres Netzes besser abzusichern. Die Verteilnetzbetreiber legen im Rahmen, den die gesetzlichen Vorschriften der §§ 21b-i EnWg und die hierzu erlassenden Verordnungen vorgeben, durch technische Mindestanforderungen nach §21b EnWG fest, welche technischen Konfigurationen von Messeinrichtungen in ihren Verteilnetzen betrieben werden können. Macht ein Anschlussnutzer von seinem Recht einen dritten MSB zu wählen (§21b EnWG) keinen Gebrauch, so nimmt der Verteilnetzbetreiber auch die Rolle des Messstellenbetreibers und/oder Messdienstleisters ein.

1.3.6 Messstellenbetreiber und Messdienstleister

Durch die Liberalisierung des Messwesens sind seit 2008 sowohl der MSB als auch der MDL als eigenständige Marktrollen im Strom- und Gasmarkt etabliert, denn die Prosumer (der Gesetz- und Verordnungsgeber verwendet hier regelmäßig den Begriff Anschlussnutzer) haben grundsätzlich das Recht, einen qualifizierten Dritten mit diesen Aufgaben zu betrauen. Macht ein Prosumer/Anschlussnutzer von diesem Recht keinen Gebrauch, so ist der Netzbetreiber verpflichtet, die entsprechenden Aufgaben wahrzunehmen, d.h. in diesem Fall ist der Netzbetreiber MSB und MDL des betreffenden Prosumers.

Netzbetreiber wie Dritte sind als MSB für die Bereitstellung und Instandhaltung der Messeinrichtung bei ihren Kunden verantwortlich. Die Mess- und Steuereinrichtungen, die sie ihren Kunden gegen ein Entgelt zur Verfügung stellen, müssen den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen und nach Art, Zahl und Größe in einem angemessenen Verhältnis zur Höhe des Verbrauchs und des Verbrauchsverhaltens stehen (§8 MessZV). In der Regel führt der MSB auch die Messung durch, allerdings ist es auf Wunsch des Anschlussnutzers möglich, dass bei nicht elektronisch ausgelesenen Zählern, ein Dritter die Messung durchführt. Diese Rolle würde dann von dem beauftragten MDL wahrgenommen. Nach §21b EnWG ist der MDL nicht nur für die Ablesung der Messstelle zuständig, sondern ist auch dazu verpflichtet die ermittelten Daten an berechtigte Dritte weiter zu geben.

Der Messstellenbetrieb stellt grundsätzlich einen Wettbewerbsbereich dar, so dass auch hier der E-Energy-Marktplatz als eine Plattform dienen kann, auf der die MSB den Prosumern Angebote offerieren können. Die Beauftragung eines Messstellenbetreibers durch den Kunden wird durch die Nutzung des Marktplatzes vereinfacht und analog zu den Energielieferangeboten könnten Preise und Tarife direkt verglichen werden. MSB können über den E-Energy-Marktplatz leichter in Kontakt zum Kunden treten und den beim Kunden als hoch empfundenen Aufwand eines Wechsels verringern.

Zu beachten ist allerdings, dass die Teilnahme am Marktplatz und damit das Potential als Prosumer zu agieren, weitreichende Folgen für die technischen Anforderungen an die Messstelle und deren Betrieb hat. Die Prosumer und die MSB bzw. MDL sind nicht völlig frei in der Gestaltung ihrer Vereinbarungen,

sondern sind gehalten, nur solche Geräte oder Gerätekombinationen einzusetzen, die gesetzlichen Mindestanforderungen nach §§ 21b-i EnWG sowie denjenigen Mindestanforderungen genügen, die sich aus der Teilnahme am Marktplatz ergeben.

1.4. Marktplatzorganisation

Ziel des Aufbaus der Marktplatzinfrastruktur ist es, zusätzliche Wertschöpfungspotenziale zu erschließen, die in der heutigen Marktverfassung und aufgrund nicht vorhandener technischer Möglichkeiten nicht oder nur spärlich adressiert werden können. Der E-Energy-Marktplatz ist damit ein wesentliches Tool, um eine Transformation des Energiemarktes zu erreichen. Eine geeignete Prozessunterstützung durch den Marktplatzbetreiber (MPB) gestattet den Marktakteuren eine erhebliche Effizienzsteigerung in ihren Geschäftsprozessen und damit ein Wertschöpfungspotential, das zu einer Verbesserung der wettbewerblichen Situation genutzt werden kann.

Bei der Organisation der Plattform werden drei Ebenen unterschieden:

- Die Business-to-Customer-Ebene
- Die Business-to-Business-Ebene
- Die Administrationsebene.

Die **Business-to-Customer-Ebene** (B2C-Ebene) ist auf die PuG-Kunden ausgerichtet und ermöglicht ihnen Zugang zu Dienstleistungen und Services. Zentraler Zweck dieser Ebene ist die Unterstützung der Informations- und Anbahnungsphase der Geschäftsvorfälle zwischen PuG-Kunden und deren Dienstleistern. ursprünglich ging das E-DeMa Konsortium davon aus, dass der VNB i.d.R. keinen Zugang zur B2C-Ebene haben würde, da die Kunden die Netznutzung mit dem Lieferanten vereinbaren und auf diese Weise der Lieferant Nachfrager der Netzdienstleistung ist, sodass auch in Zukunft für einen großen Teil der Kunden kein direkter Kontakt mit dem VNB bestehen wird. Allerdings ist festzustellen, dass mit der Energiewende und der zunehmenden Durchdringung der Verteilnetze mit dezentralen Erzeugungsanlagen und neuartigen Lasten (zusammenfassend auch „dezentrale Energieressourcen“ (DER) genannt) eine Zunahme der direkten Kontakte der Netznutzer mit den VNB einhergeht. Dies gilt auch und gerade für das Netzzugangsmanagement für Anschlüsse von EEG- und KWK-Anlagen, schaltbaren Lasten usw. sowie die mit diesen einhergehenden sonstigen Abwicklungsfragen. Es erscheint daher vernünftig, auch einen direkten Kontakt zwischen dem VNB und bestimmten Netznutzern in den zuvor geschilderten Fragen über den Marktplatz vorzusehen (gestrichelter Pfeil in Abbildung B-6).[21]

[21] Entsprechende Funktionalitäten sind jedoch nicht Teil der Lasten- und Pflichtenhefte geworden und sind daher heute nicht im E-DeMa Marktplatzsystem integriert.

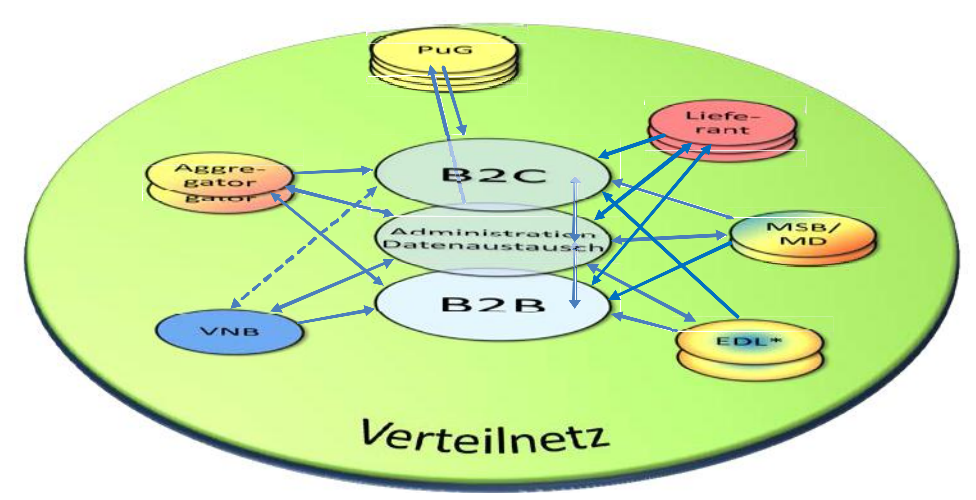


Abbildung B-6: Architektur des lokalen E-DeMa-Marktplatzes.

Um nun die Prozessunterstützung durch den Marktplatz zumindest für einige Akteure auf einen größeren Teil der Wertschöpfungskette auszudehnen, wird die B2C-Handelsebene in der Marktplatzarchitektur um eine Ebene erweitert, auf der Geschäfte zwischen Unternehmen (B2B-Geschäfte) getätigt werden können. Allerdings ist die Business-to-Business-Ebene (B2B-Ebene) differenziert zu betrachten: Sie bietet Unternehmen eine Plattform zur Geschäftsanbahnung. Zu den auf der B2B-Ebene relevanten Services können neben der Darstellung physischer Lieferungen auch Informationsdienstleistungen gehören; so kann der Marktplatz selbst interessierten Parteien seine Unterstützung bei der Aufbereitung von Daten anbieten. Zu beachten ist, dass der MSB/MDL auf der B2B-Ebene nur als Nachfrager auftreten kann, da die Kreation dieser Marktrolle in den Händen der Kunden liegt. Zu beachten ist außerdem, dass größere PuG-Kunden ebenfalls Zugang zur B2B-Ebene haben, da diese ggf. direkt mit den VNB ihre Netznutzung kontrahieren. Zusätzlich ergeben sich im Rahmen des Umbaus der Energieversorgung hin zu einem deutlich dezentraleren Erzeugungssystem umfangreiche neue Aufgaben, die den Verteilernetzbetreibern bereits heute zufallen. Hier ist zunächst das Neu- und Änderungsmanagement von Netzanschlüssen durch VNB zu erwähnen. Es dürfte sich als sinnvoll erweisen, auch diese Prozesse weitgehend über eine entsprechende Plattform abzuwickeln, d.h. vorzusehen, dass Dienstleister (Elektromonteure, Vertragsinstallateure), die die entsprechenden Arbeiten durchführen, diese über ein standardisiertes Interface am Marktplatz beantragen bzw. die technischen Eckdaten hinterlegen.

Während die Angebotsdienste jeweils über das Portal der B2C- und B2B-Ebene realisiert sind, bedarf es für die Transaktionsdienste einer weiteren Schicht in der Marktplatzarchitektur. Die benötigte Prozessunterstützung wird in der Systemarchitektur des Marktplatzes durch die sogenannte Datenhaltungs-, Datenaustausch- und Administrationsschicht geleistet. Diese Schicht liegt zwischen der B2C-Ebene und der B2B-Ebene. Diese Ebene ist als sogenannte Transaktionsschicht mit Datenschnittstellen zu allen Akteuren ausgestattet, die eine Kopplung zwischen den Datenverarbeitungssystemen der kommerziellen Marktakteure und dem Marktplatzsystem gestatten. So wird eine weitergehende Unterstützung aller kundenorientierten Prozesse für die Anbieter geleistet. Von besonderer Bedeutung für die Ausgestaltung des Marktplatzsystems ist die Datenhaltung selbst. Der Marktplatzbetrieb und die durch den Marktplatz bereitgestellten Dienste erfordern die Vorhaltung von Informationen über die Nachfrager und Anbieter selbst, die angebotenen Produkte und Dienstleistungen sowie Daten, die im Rahmen der Transaktionen generiert werden.

Aus diesem Grund hat das Konsortium das folgende Datenmodell einer Stamm- und Bewegungsdatenhaltung in der E-DeMa-Welt entwickelt.

Tabelle B-2: Datenmodell der Marktplatzdaten bzgl. des Prosumers

		Datenart	
		Stammdaten	Bewegungsdaten
Datenbezug, Datenherkunft	Marktplatzbetreiber	• Identifikationsdaten • Daten über techn. Ausstattung ▪ IKT-Gateway ▪ Energieanlagendaten	• Zugangs- und Aktivitätsprotokolle
	VNB	Lokation und ID der Messstelle bzw. der Netzanschlüsse	• ggf. Transaktionsdaten
	Lieferant	• ID des Vertragslieferanten • Vertragsdaten	• Transaktionsdaten, z.B. Preisprofile
	Aggregator	• ID des Vertragsaggregators • Vertragsdaten	• Transaktionsdaten, z.B. Aktivierung von Einspeisung
	MSB/MDL	• ID des Vertragspartners • Vertragsdaten • Ausstattung der Messstelle	• Transaktionsdaten, z.B. Messdaten
	EDL[22]	• ID des Vertragspartners • Vertragsdaten	• Transaktionsdaten je nach Geschäftsvorfall

Auf Grund der eindeutigen Zuordnung zwischen Verteilnetzbetreiber und Prosumer hat der Marktplatz eine strikte lokale Komponente, d.h. es werden Verträge mit lokalem Bezug geschlossen und die jeweiligen Funktionsumfänge sind auf die lokalen Rahmenbedingungen abgestimmt. Innerhalb von E-DeMa wird der auf dritten Märkten gebildete markträumende Strompreis nach wie vor als Knappheitsindikator angesehen. Es entstehen insofern keine lokalen Strombörsen. Nichtsdestotrotz geht das Konsortium davon aus, dass künftig eine größere Preisdifferenzierung bezüglich der Belieferung von PuG-Kunden mit Energie zu beobachten sein wird. Diese speist sich aus unterschiedlichen Quellen: zum einen führt die Bereitschaft, Flexibilitäten zur Verfügung zu stellen zu unterschiedlichen Angeboten (Strompreis gleich, aber ist Kunde bereit auf Strom zu verzichten – oder nicht). Zum anderen ist die Zahlungsbereitschaft der PuG-Kunden auch von der Dringlichkeit ihrer spezifischen Energienachfrage im Zeitablauf abhängig.

Der E-Energy-Marktplatz ist ein grds. offenes Gebilde, d.h. alle interessierten Parteien können an den dort angebahnten und dokumentierten Geschäftsbeziehungen teilnehmen. Trotz aller Verschiedenheit der Verteilnetze, sind die Probleme und Aufgaben jedoch so ähnlich, dass es vorteilhaft ist, die lokalen Plattformen administrativ zu vernetzen, wie in Abbildung B-7 dargestellt. Zusätzlich erlaubt diese globale Vernetzung überregional tätigen Akteuren ihre lokalen Aktivitäten über eine zentrale Administrations- und Datenaustauschebene zu steuern.

[22] Zu beachten ist, dass die Marktrolle „EDL" im Verständnis von E-DeMa hier auch Funktionen und Aufgaben umfasst, wie sie heute von Elektrikern wahrgenommen werden, d.h. bspw. die Errichtung und Erweiterung von Hausanschlüssen, der Anschluss von PV-Anlagen usw.

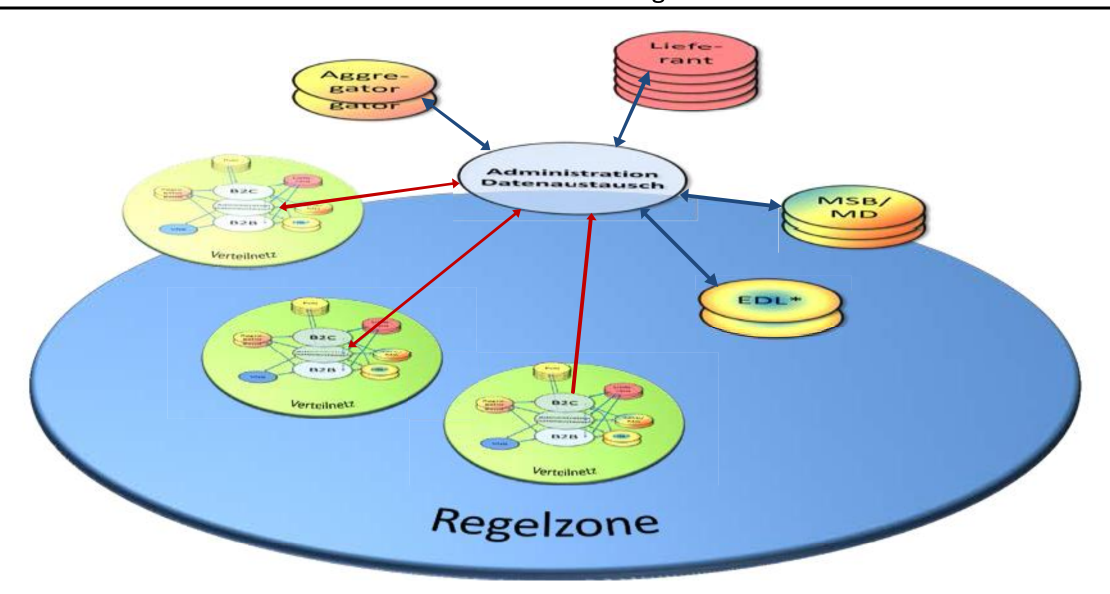


Abbildung B-7: Globale Vernetzung der lokalen Plattformen und Zugang überregional tätiger Akteure.[23]

Zu diesen Argumenten, eine globale Vernetzung der (regionalen) Marktplätze vorzusehen, sind im Laufe des Projekts weitere Erkenntnisse hinzugekommen, die aus Sicht des Konsortiums die Einrichtung einer solcher Funktionalität pro Regelzone zusätzlich notwendig bzw. sinnvoller erscheinen lassen. Die Notwendigkeit, das Anschlussmanagement der VNB als Teil des Marktplatzes zu begreifen, war bereits erwähnt worden. E-DeMa geht allerdings aufgrund der in Deutschland derzeit laufenden Diskussionen zu einem „Energieinformationsnetz“[24] bzw. aufgrund der europaweiten Diskussionen zu den neuen „Network-Codes“[25] davon aus, dass es eine zunehmende Notwendigkeit gibt, zwischen den VNB und den ÜNB Informationen zeitnah auszutauschen. Mit der zunehmenden Anzahl von (Erzeugungs-)Anlagen und steuerbaren Verbrauchern etc. im Netz dürfte sich zudem ein Bedürfnis nach häufigeren Aktualisierungen bzw. möglichst akkuraten Daten ergeben. Ähnliche Datenmeldungen an den TSO/BIKO aus dem Bereich der VNB dürften sich auch im Hinblick auf die Umsetzung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten[26], der Weiterentwicklung des EEG und des KWK-G ergeben. Es dürfte sich daher als zielführend erweisen, bei der Einführung von Marktplätzen, die die Informationsaufbringung und -verwaltung auf der Verteilnetzebene verbessern sollen, auch die neuen „vertikalen“ Informationsbedürfnisse, die sich im Energiesystem der Zukunft ergeben werden, mitzudenken und eine globale Vernetzung vorzusehen bzw. gleich mit anzustoßen. In diesem Zusammenhang ist durch eine geeignete Systemarchitektur sicherzustellen, dass die Datensicherheit der betrieblichen IKT der Verteilnetzbetreiber nicht beeinträchtigt werden kann.

[23] Die Abb. 7 hat ggü. ihrer ersten Version, welche sich bspw. im AP1-Bericht findet, eine Veränderung erfahren, die ein erster Hinweis auf den Erkenntnisgewinn der weiteren Projektlaufzeit und des Feldversuch ist.

[24] Die Diskussion hat vor allem zum Inhalt, welche Daten nach § 12 Abs. 4 EnWG von den ÜNB benötigt werden und welche Daten daher von den VNB bereitzustellen sind.

[25] vgl. hierzu https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/. Aus Sicht von E-DeMa sind vor allem die folgenden Codes von Belang bzw. haben Einfluss auf Funktionalitäten, die auf dem Marktplatz bereitgehalten werden sollen: Requirements for Generators, Electricity Balancing, Demand Connection, Operational Security.

[26] AbLaV: Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998)

1.5. Der Marktplatzbetrieb

Aufgrund der Bedeutung, die der E-Energy-Marktplatz künftig für die Versorgung von PuG-Kunden haben wird, werden besondere Anforderungen an seinen Betreiber gestellt werden. Dieser ist nicht nur dafür verantwortlich, den Marktplatzteilnehmern die Infrastruktur und die Dienstleistungen des Marktplatzes zur Verfügung zu stellen. Er organisiert, verwaltet und verantwortet den E-Energy-Marktplatz für die Teilnehmer, stellt Präqualifikationsbedingungen auf und prüft z.B. die Bonität der Kunden oder der Lieferanten. Dabei verfolgt der MPB grundsätzlich Gewinnerzielungsabsichten, die er in Form von Gebühren oder Beiträgen seinen Kunden in Rechnung stellt. Vor diesem Hintergrund wird sich der E-Energy-Marktplatzbetreiber aufgrund der fundamentalen Bedeutung, die die Plattform für die künftigen Geschäfte der beteiligten Akteure hat, als neutrale Instanz erweisen müssen. Insofern sind zahlreiche Akteure des heutigen Energiemarkts als Betreiber der Plattform denkbar, jedoch ist bereits heute abzusehen, dass vor allem der Betrieb der Administrationsebenen eher zum Dienstleistungsportfolio von Akteuren passt, die als neutral wahrgenommen werden.

Der Aufbau und Betrieb der Plattform geht mit Kosten einher, welche möglichst weitgehend durch die Mehrwerte zu decken sind, die in einer E-DeMa-Welt in Relation zur heutigen Marktumgebung realisiert werden. Die Transformation der Energiewirtschaft führt somit auch zu einer Veränderung der Wertschöpfungskette und damit der Wertschöpfungspotenziale. Abbildung B-8 zeigt die E-Energy-Wertschöpfungskette bei konsequenter Nutzung der Plattform und welche Marktakteure in den einzelnen Phasen der Wertschöpfungskette Verbesserungspotenziale erschließen können.

Wertschöpfungskette

Marktteilnehmer	Informationsphase	Vereinbarungsphase	Transaktionsphase	After-Sales-phase
Kunde	↗ Markttranparenz	↗ Konditionen infolge bedarfsgerechter Nachfrage	↗ Kostentransparenz durch zeitnahe Abrechnung	
Lieferant	↘ Kontaktkosten ↘ Informations-/Suchkosten	↘ Geschäftsprozesskosten	↘ Opportunitätskosten der Zeit ↘ Prognoserisiko ↗ Portfoliooptimierung	↗ Bedarfsorientierte Produktdifferenzierung
Aggregator	↘ Kontaktkosten ↘ Informations-/Suchkosten	↘ Geschäftsprozesskosten	↘ Beschaffungsrisiko ↘ Lieferrisiko	↗ Bedarfsorientierte Produktdifferenzierung
Netzbetreiber		↘ Geschäftsprozesskosten ↘ Intermediationsaufwand	↘ Prognoserisiko Verlustenergie ↗ Versorgungsqualität infolge verbesserter Lastprofilkenntnis	↘ Bedarfsorientierte Netzausbaukosten
EDL	*neue Geschäftsfelder durch direkten Kundenzugang (elektronische Medien)*			
MSB/MDL	↘ Kontaktkosten ↘ Informations-/Suchkosten	↘ Geschäftsprozesskosten	↘ Geschäftsprozesskosten ↗ neue Dienstleistungen	

Abbildung B-8: E-Energy-Wertschöpfungskette; ↗ - steigern und ↘ - senken.

Die obige Abbildung weist damit in ihrer Struktur große Ähnlichkeiten zum typischen Verlauf der Wertschöpfungskette auf einer elektronischen Plattform, deren hauptsächlicher Zweck im Abgleich von Interessen, Bedürfnissen und Angeboten liegt; im Fokus steht die Anbahnung von Geschäftsvorfällen sowie deren Begleitung im weiteren Ablauf.

1.6. IKT-Infrastruktur

Eine Voraussetzung für die konsortiale Arbeit war die Annahme, dass sich die Durchdringung der Energiewirtschaft mit IKT in den kommenden Jahren deutlich erhöhen wird. Wichtige Aufgabe des Konsortiums war, diese Durchdringung mit zu gestalten. Daher wurde zum einen eine Software für den E-Energy-Marktplatz erstellt und zum anderen die Entwicklung von Hardware (IKT-Gateways) voran getrieben, die dazu in der Lage ist, eine kommunikationstechnische Abbildung der neuen Produkte und Dienstleistungen zu gewährleisten. Das IKT-Gateway ermöglicht den physischen Zugang zur Software-Plattform des E-DeMa-Marktplatzes und verbindet über die IKT die Akteure miteinander.

1.6.1 Anforderungen an die Informations- und Kommunikationsinfrastruktur

Zur Teilnahme am elektronischen Datenaustausch und zur Abwicklung der Geschäftsprozesse benötigen alle Marktpartner „Basiswerkzeuge“. Die auf dem Strommarkt zwischen den Marktpartnern verwendeten Werkzeuge (für Stamm- und Bewegungsdaten) basieren auf standardisierten Nachrichten aus der Konsumgüterindustrie, so genannte EDIFACT-Nachrichten (Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport)[27]. Die E-DeMa-Systeme werden grundsätzlich so konzipiert, dass sie geeignet sind, EDIFACT/GPKE[28] Nachrichten zu verarbeiten, da in den kommenden Jahren damit zu rechnen ist, dass die entsprechenden Technologien weiterhin Verwendung finden.[29]

Aus den zuvor beschriebenen Nutzungsfällen ergeben sich quasi „automatisch“ bestimmte Anforderungen an die Informations- und Kommunikationsinfrastruktur, da zu einer erfolgreichen Durchführung bestimmter Aktivitäten Daten in einem gewissen Umfang benötigt werden. Es ist daher offensichtlich, dass in einer E-DeMa-Welt gerade auch im Hinblick auf die aktivere Rolle der heutigen Kunden, mehr Daten in höherer Frequenz benötigt werden, als dies heute z.B. im Rahmen der synthetischen SLP der Fall ist.

Zur besseren Unterscheidung der sich ergebenden Bedarfe in Bezug auf das Datenvolumen und damit die Informations- und Kommunikationsinfrastruktur gilt es zunächst bestimmte Verwendungen bzw. Tätigkeiten im Zusammenhang mit den aufzubringenden Daten zu unterscheiden.

1. Messen: Unter Messen wird hier das Erzeugen von Messwerten in einer bestimmten Frequenz verstanden. Die Messung kann dabei bezüglich der Arbeit sowie der Leistung erfolgen; muss dies aber nicht zwingend. Die zeitpunktbezogene Messung erfolgt insofern technisch betrachtet durch

[27] Allen EDIFACT-Nachrichten liegt die ISO9735 zugrunde, in der die einzelnen Syntaxeinheiten detailliert beschrieben sind. Weiterführende Informationen: http://www.unece.org/cefact/ oder http://www.edi-energy.de/.

[28] GPKE - Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität, siehe auch Anlage zum Beschluss BK6-06-009 der BNetzA. Gültig seit 01.04.2012

[29] Grund für diese Annahme ist nicht zuletzt, dass derzeit alle Marktpartner (VNB, Lieferanten usw.) vglw. hohe Investitionen in derartige Systeme unternommen haben, diese Systeme sollten daher mittelfristig nur ersetzt werden, wenn absehbar ist, dass sie für bestimmte künftige Geschäftsszenarien ungeeignet sind. Selbst in diesem Fall allerdings wird eine geeignete Übergangsfrist benötigt werden, um einen Systemwechsel vor allem der regulierten Akteure zu erlauben.

die eingesetzten Zähler, welche die Messwerte wiederum an das IKT-Gateway weiterleiten. Hiermit verbindet sich jedoch noch keine Aussage über eine etwaige weitere Verwendung der Messwerte.

2. Zählen: Als Zählung wird die Kumulation einzelner Messwerte zu Zählwerten über die Zeit verstanden. Zählwerte wie Messwerte können zum Zwecke der Zählung gespeichert werden.

3. Aggregieren: Unter Aggregieren wird das Zusammenfassen einzelner Mess- oder Zählwerte in einem bestimmten Zeitpunkt verstanden.

4. Bilanzieren: Ziel der Bilanzierung ist es sicherzustellen, dass die Einspeisungen an Energie (durch Lieferanten u. a.) und die entsprechenden Ausspeisungen einander ¼-h-scharf entsprechen. Betrachtet werden hier regelmäßig so genannte Bilanzkreise, d.h. Aggregate der Ein- und Ausspeisungen, die ein bestimmter Marktteilnehmer kontrahiert hat.

5. Abrechnen: Als Abrechnung wird der Abgleich kontrahierter Mengen und Leistungen mit den tatsächlichen Lieferungen und Abnahmen verstanden.

Die folgende Abbildung B-9 verdeutlicht den künftig erhöhten Datenbedarf: Dieser ergibt sich zum einen aus den erforderlichen Frequenzen, in denen Daten bestimmten Akteuren und bestimmten Zwecken zur Verfügung stehen sollen (Abzisse) und zum anderen aus der Frage, für welche Aggregate (Einzelgeräte, Zählpunkte etc.) diese Daten benötigt werden (Ordinate). In der Abbildung wird darüber hinaus zwischen dem Inhousebereich, wo nur dem betroffenen Prosumer die Daten zur Verfügung stehen, und dem Outhousebereich unterschieden, wo die Daten auch außerhalb der betroffenen Verbrauchsstelle zur Verfügung stehen müssen.

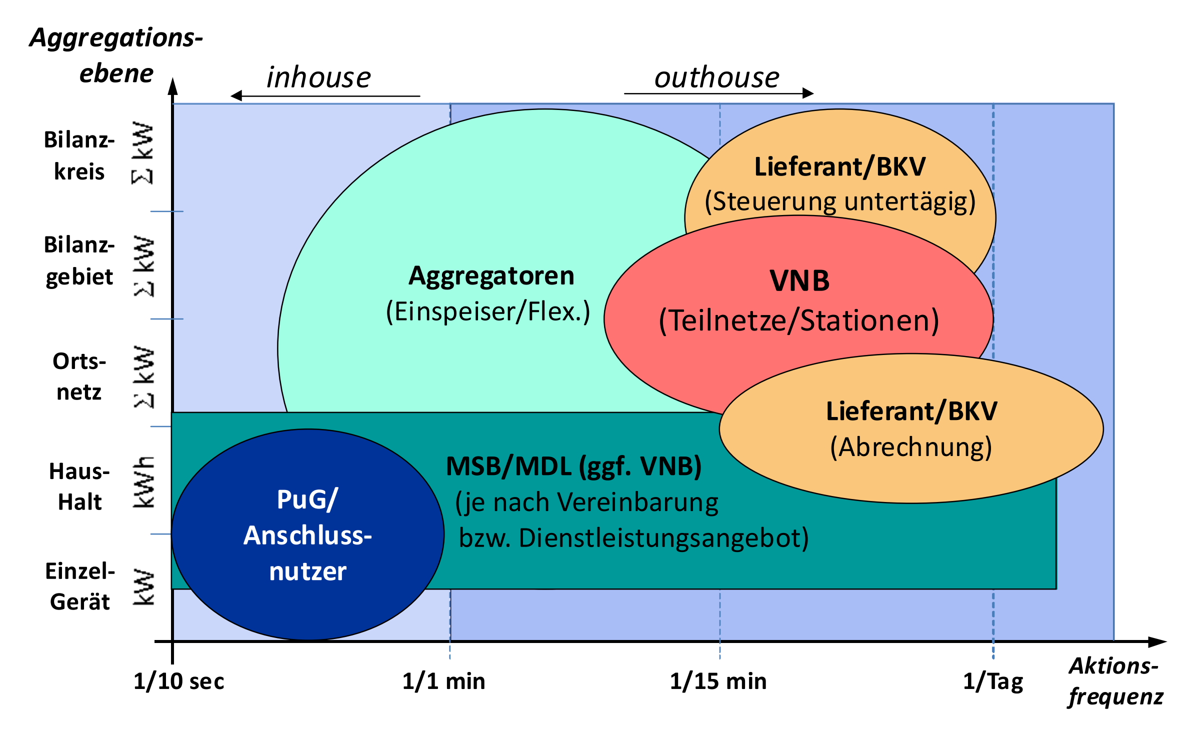


Abbildung B-9: Online Datenbedarf – Aktionsfrequenz und Aggregation

Die MSB/MDL sind über die ganze Bandbreite der möglichen Frequenzen des Datenaustausches aktiv, da ihnen die Aufgabe zukommt, je nach vertraglicher Vereinbarung des Prosumers mit einzelnen Anbieter, Daten so zu erheben und weiterzuleiten, dass die angestrebten Geschäfte ermöglicht werden.

Mit Blick auf die Aggregationsebenen zeigt Abbildung B-9, dass die MSB/MDL hier Erfüllungsgehilfen der Geschäftsinteressen der anderen Akteure sind, da sie je Netzanschluss unterschiedliche Frequenzen von Daten darstellen müssen. Im Folgenden kann argumentiert werden, dass bestimmte Akteure gerade in kürzeren Fristen nur Aggregate von Messwerten benötigen. Es ist zumindest denkbar, dass diese Aggregationsaufgabe z.B. je Lieferant von den MSB/MDL wahrgenommen wird. Allerdings bedürfte es hierzu einer expliziten Zustimmung/Beauftragung durch die Prosumer, die die vertragliche Beziehung zu ihrem jeweiligen MSB/MDL unterhalten.

1.6.2 Inhouse-Daten für Prosumer und Outhouse-Daten

Zur besseren Information der Prosumer und um die Folgen des Verbrauchsverhaltens erlebbar zu machen, ist Inhouse die Möglichkeit vorzusehen, in unterminütlichem Takt Leistungs- und Arbeitswerte anzeigen zu können.[30] Ggf. gilt dies sogar für die Leistungs- und Arbeitswerte einzelner Verbraucher, aber das tatsächliche Interesse der Prosumer an solchen feingranularen Daten ist ex ante nur schwer abzuschätzen, erschöpft sich ggf. eher in einer Funktion, die Stromfresser auffindet, und derartige, hochauflösende Informationen können auch Teil einer Energiedienstleistung (im Sinne eines Smart Home u.a.) sein. Durch das IKT-Gateway erfasste Messwerte werden daher Inhouse in hoher Frequenz zur Verfügung gestellt, deren weitere Nutzung, Speicherung oder gar Messung von (bzw. eine Zerlegung des Signals nach) Einzelgeräten, wird aber den Interessen des einzelnen Prosumers sowie den Angeboten der Energiedienstleister überlassen. Eine Zählung der Einzellasten durch das IKT-Gateway findet folglich nicht statt.

In Bezug auf diejenigen Daten, die in einer E-DeMa-Welt auch außerhalb der jeweils betroffenen Verbrauchsstelle benötigt werden, erscheint eine Differenzierung nach der jeweiligen Verwendung bzw. der auf diese Daten zugriffsberechtigten Rolle angebracht.

1.7. E-DeMa-artige Datenbereitstellung und Datenschutz

Das hier nur kurz skizzierte Konzept der E-DeMa-artigen Bereitstellung der Daten hat zugleich wichtige und gewollte Folgen für die resultierenden Datenschutzaufgaben.[31] Zum einen werden hochauflösende (personenbezogene oder –beziehbare) Daten, die weitreichende Rückschlüsse auf das Leben der Betroffenen zulassen würden, nicht aus deren privater Sphäre entfernt oder seitens E-DeMa gespeichert, so dass mit Ausnahme der Frage einer geeigneten Abschirmung entsprechender Inhouse-Anzeige Systeme zunächst keine datenschutzrechtlichen Fragestellungen entstehen.[32] Bezüglich der Daten, die den Aufgaben der Marktrollen entsprechend an diese weiter gereicht werden, stellt der E-DeMa-Marktplatz aus Sicht des Konsortiums ebenfalls einen Fortschritt insofern dar, als mit der Marktplatzplattform sichergestellt werden kann, dass a) durch geeignete Berechtigungskonzepte Datenweitergaben nur an solche Marktpartner erfolgen, die ein Recht auf die entsprechenden Daten haben bzw.

[30] Diese Forderung ergibt sich auch aus dem BSI-Schutzprofil und den mit diesem zusammenhängenden Technischen Richtlinien.

[31] Wie das seitens der e-Energy-Begleitforschung unter Mitarbeit von E-DeMa erstellte Dokument „Datenschutz in Smart Grids“, Berlin, 2011, Raabe et al. (Hrsg.) zeigt, sind die datenschutzrechtlichen Fragestellungen zahlreich und müssen möglichst vor der Implementierung entsprechender Systeme geeignet analysiert und aufgesetzt werden („privacy by design“).

[32] Datenschutzrechtler mögen einwenden, dass sich hier auch Fragen des inner-familiären Datenschutzes stellen, was nicht zu bestreiten ist; es bleibt aber festzuhalten, dass „echte“ Dritte i.S.v. Stromanbieter, MSB usw. keine Kenntnis von diesen Daten erlangen.

die diese aus Geschäftsvorfällen mit dem Betroffenen benötigen und b) der Betroffene durch eine geeignete Dokumentation der Berechtigungen in die Lage versetzt werden kann, an zentraler Stelle zu erfahren, wer Zugang zu seinen Daten hat und warum.

1.7.1 Aggregation von Erzeugern und Lasten

Je nachdem, in welchem Marktsegment der jeweilige Aggregator beabsichtigt, die von ihm kontrollierten Flexibilitäten zu vermarkten oder zu nutzen, ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die zur Verfügung zu stellenden Daten.

Ist es lediglich das Ziel des Aggregators, seinen eigenen oder dritte Bilanzkreise im untertägigen Ausgleich von Abweichungen zu unterstützen, so ist eine Datenfrequenz von 15 min hinreichend, wobei Daten dieser Frequenz grds. pro kontrahiertem Zählpunkt/Erzeugungsanlage zur Verfügung stehen sollten. D.h. die mit dem IKT-Gateway verbundenen Zähler müssen Messwerte in der geforderten Frequenz zur Verfügung stellen können, um nachvollziehbar zu machen, inwieweit der einzelne Prosumer einer Anforderung Folge geleistet hat und die erbrachten Dienstleistungen so abrechenbar zu machen. Sinnvoll erscheint es auch – jedenfalls für den Feldversuch - die Zähler und IKT-Gateways so zu gestalten, dass ex post feststellbar ist, ob Schaltoperationen resp. Flexibilitätsanforderungen ihr Ziel erreicht haben.

Beabsichtigt der Aggregator in bereits heute existierenden „regulierten" Reservemärkten zu agieren (Minutenreserve etc.), so werden die Daten pro Zählpunkt/Erzeugungsanlage in höherer Frequenz ggf. minütlich benötigt. D.h. die mit dem IKT-Gateway verbundenen Zähler müssen Messwerte in der geforderten Frequenz erzeugen können. Darüber hinaus unterscheidet sich der weitere Vorgang jedoch nicht von der obigen Schilderung, da sich im Wesentlichen dieselben Fragen der Abrechenbarkeit etc. stellen. Zu beachten ist, die die Anforderungen an die zur Verfügung zu stellenden Daten in diesem Fall weniger durch den Aggregator selbst, sondern vielmehr durch die (seitens der BNetzA festgelegten) Regeln der einzelnen Reservemärkte getrieben werden.[33]

1.7.2 Verteilnetzbetreiber

Die Verteilnetzbetreiber haben grds. ein Interesse an einer besseren Kenntnis des Netzzustandes / der Belastung unterlagerter Netzebenen, als diese heute gegeben ist. Hierbei gilt ihr Interesse (von Ausnahmen abgesehen) jedoch nicht einzelnen Kunden, sondern der Belastung einzelner Netzabschnitte oder -knoten. In einer E-DeMa-Welt ist es grundsätzlich denkbar, derartige Informationen auf zwei Wegen zu erzeugen: Einerseits könnten die Messwerte einzelner Prosumer auf kritischen Netzabschnitten geeignet aggregiert werden, um hierzu die Belastung des Abschnitts zu ermitteln. Andererseits ist aber auch vorstellbar, dass die Netzbetreiber an kritischen Punkten eigene Messungen (inkl. IKT-Gateways) installieren, um entsprechende Zustands- und Belastungskennziffern zu erheben. Je häufiger bestimmte Daten benötigt werden und je spezieller diese ausfallen (Blindleistung, Oberschwingungen usw.), desto sinnvoller dürfte der Einsatz eigener Messgeräte durch den VNB und deren Einbindung in die Netzleittechnik sein.[34]

---

[33] Ob und inwieweit die in diesem Fall deutlich höhere Informationsanforderung des Aggregators geeignet ist, dessen Business-Case kostenmäßig zu überlasten, lässt sich derzeit nicht abschätzen. Es erscheint aber nicht abwegig, davon auszugehen, dass höherwertige Energiedienstleistungen, wie sie der Aggregator im „Minutenreservefall" zu erbringen wünscht, auch zu höheren Informationsanforderungen führen.

[34] Ergebnisse aus anderen Projekten (u.a. RWE Smart Country), die dem Konsortium bekannt sind, zeigen, dass auch in ländlichen Regionen mit hohem EEG-Anteil eine vglw. geringe Anzahl von durch den VNB kontrollierten

Je nach Gestaltung des Netzentgeltregimes benötigt der VNB zudem Mess- und Zählwerte, um die Netzentgelte zu bestimmen, die die Prosumer im Rahmen ihrer Energielieferung begleichen.

1.7.3 Lieferanten bzw. Bilanzkreisverantwortliche

Lieferanten und Bilanzkreisverantwortliche haben ein Interesse an zusätzlichen Daten gegenüber dem heutigen Status Quo, welche durch die Zähler und IKT-Gateways der Prosumer zur Verfügung gestellt werden. So sind sie schon heute verpflichtet, den Konsumenten eine unterjährige Abrechnung ihres Energieverbrauchs anzubieten (EnWG §40 Abs. 3), so diese dies wünschen, und müssen darüber hinaus seit dem 30.12.2010 zeit- und lastvariable Tarife anbieten (EnWG §40 Abs. 5). Hinzu kommt eine Verpflichtung zu einer monatlichen Verbrauchsinformation des Konsumenten, sofern die Messstelle mit einem Messsystem nach §§ 21b-i EnWG ausgestattet ist. Diese und ähnliche Verpflichtungen sind jedoch offensichtlich nur zu erfüllen, wenn den Lieferanten mehr Daten zur Verfügung stehen, als dies heute der Fall ist – hierzu bedarf es in der zu novellierenden MessZV[35] und anderen untergesetzlichen Regelwerken entsprechender Konkretisierungen. Es ist darüber hinaus davon auszugehen, dass die Lieferanten mittelfristig ein Interesse haben, selbst bestimmen zu können, wie sie ihre Tarifzeiten gestalten. Incentivieren die Lieferanten daher die Prosumer Energie zu bestimmten Zeiten zu verbrauchen, so sollte sichergestellt sein, dass diese Energie auch zu diesen Zeitpunkten geliefert wird.

Für bestimmte denkbare Geschäftsmodelle, die neue, massengeschäftstaugliche Belieferungskonzepte voraussetzen, ergibt sich ein Interesse der weitaus meisten Beteiligten, wenn ein Prosumer im Regelfall über ein Messgerät verfügt, dass neben der Arbeit auch die Leistung innerhalb eines bestimmten Intervalls eichrechtlich verwertbar bzw. abrechenbar erfasst und ggf. speichert. Eine Messung der Blindleistung oder anderer Werte, wie sie bei einer registrierenden Lastgangmessung erfasst werden[36], wird i.d.R. nicht notwendig sein bzw. wird durch die sich zunehmend durchsetzenden Vorgaben bspw. zu den cosphi-Werten, mit denen einzelnen PV-Anlagen (genauer deren Wechselrichter) einspeisen, obsolet. Es handelt sich mithin um eine rLM-artige Messung (1 kWh-Wert pro 15 min) und in deren Folge ggf. auch Bilanzierung, wobei jedoch weiterhin bedeutsame technische Unterschiede zwischen diesen Messungen und dem rLM-Bereich bestehen bleiben.[37]

1.7.4 Der E-DeMa Marktplatz als Dreh- und Angelpunkt künftiger marktlicher Interaktion

Die Besonderheit von Märkten für die leitungsgebundene Energieversorgung gegenüber anderen Märkten ist, dass außer den vertragschließenden Parteien Lieferant und Endkunde noch weitere Akteure in ihren Rollen von diesem Vertrag betroffen werden (i.d.R. Verteilnetzbetreiber und Messstellenbetreiber/Messdienstleister). Dieses komplexe Beziehungsgeflecht der am Transaktionsprozess einer Energielieferung beteiligten Akteure erfordert eine intensive Marktkommunikation, die ihren Ausdruck beispielsweise in der GPKE findet. Trotz dieser regulatorischen Festlegung über Art und Umfang der Marktkommunikation kommt es bei der Abwicklung der Geschäftsprozesse (Beispiel Lieferantenwechsel) heute vielfach zu erheblichen Verzögerungen. Eine Ursache ist in der vielfach unterschiedlichen Datenlage in den Bestandsdaten der am Lieferprozess beteiligten Akteure zu sehen (Zuordnung von Kunden zu Lieferanten resp. deren Vertragsstatus). In der heutigen Welt wird dem mit einem auf-

(Netz-)Messpunkten geeignet ist, die neuen Steuerungsprozesse (WAMS) mit den benötigen Daten zu versorgen. Ein flächendeckender Roll-out von (Konsumenten-) Smart Metern ist jedoch nicht notwendig.

[35] Messzugangsverordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006)

[36] Registrierende Leistungsmessung ist nach StromNEV §12 (Stromnetzzugangsverordnung) bei Kunden mit mehr als 100.000 kWh/Jahr erforderlich.

[37] Dies gilt bspw. für die Genauigkeitsklasse des eingesetzten Messgeräts etc.

wändigen Datenclearing begegnet, in dessen Rahmen regelmäßig Zuordnungslisten zwischen dem jeweiligen VNB und den Lieferanten sowie Messstellenbetreibern/Messdienstleistern abgestimmt werden. Mit der Einführung eines E-DeMa-Marktplatzsystems als Dreh- und Angelpunkt marktlicher Interaktionen soll dieser Clearingprozess informationstechnisch konzentriert, bedeutend vereinfacht und damit erheblich verkürzt werden.

Den E-DeMa-spezifischen Fluss der Bewegungsdaten, welcher aus der Einführung eines Marktplatzsystems in eine künftige Marktumgebung resultiert, zeigt bezüglich eines PuG-Kunden/Anschlussnutzer die folgende Abbildung B-10, in der die Messdienstleister ihre vertragsgemäß erhobenen Messdaten an den Verteilnetzbetreiber zur Plausibilisierung und ggf. Ersatzwertbildung (Clearing) weiterreichen. Der VNB übermittelt die mit den Messdienstleistern abgestimmten Zeitreihen sodann an den E-Energy-Markplatz weiter. Von diesem zentralen Datenhalter aus, werden diese geclearten Primärdaten allen berechtigten Akteuren zur Verfügung gestellt.

Alle GPKE-Prozesse, die von Kunden aus den unterschiedlichsten Gründen initiiert werden sollen (Aus-/Einzug, Lieferantenwechsel, Produktwechsel usw.), können bzgl. ihrer rechtlichen Durchführbarkeit im Marktplatzsystem gegen die Stamm- und Bewegungsdaten des Kunden geprüft werden, da dieses über alle erforderlichen Informationen verfügt. Wird dann der entsprechende Prozess gestartet, so werden alle am Prozess zu beteiligenden Akteure informiert und im weiteren Prozessverlauf die entsprechenden neuen Zuordnungen im System vorgenommen. Implizit damit verbunden ist eine Überarbeitung der Bilanzkreiszuordnungslisten, die gemäß MaBiS[38], mit den Bilanzkreisverantwortlichen und dem Bilanzkoordinator auszutauschen sind.

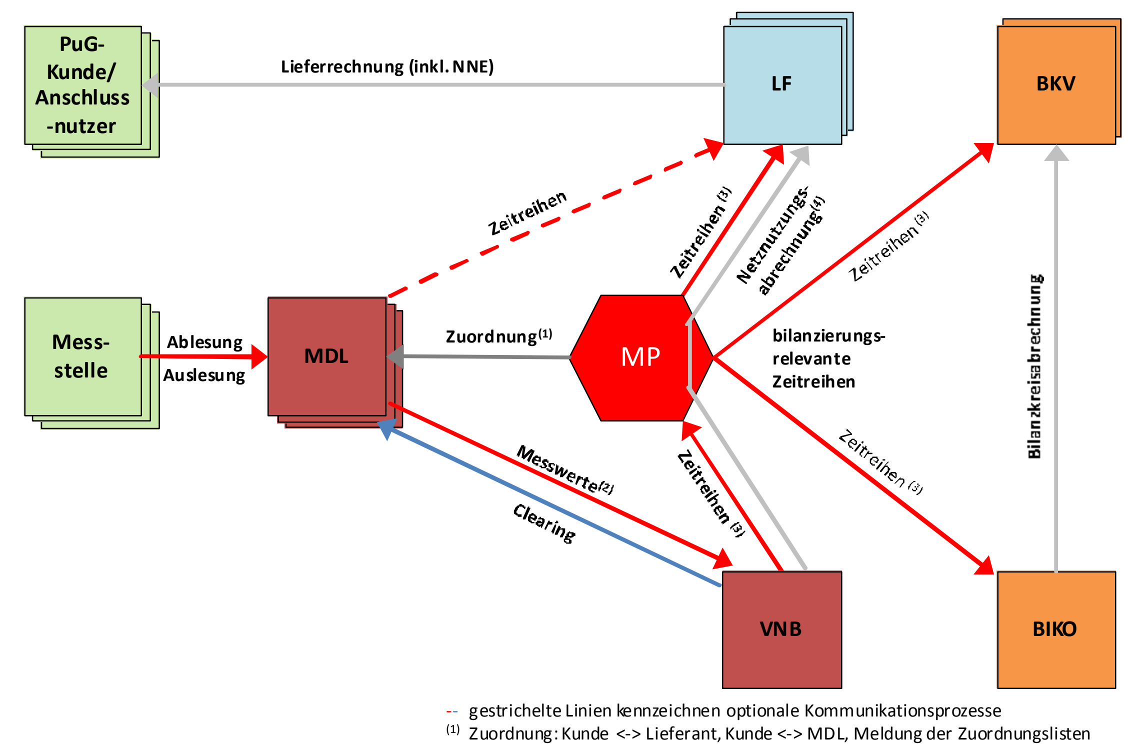


Abbildung B-10: Fluss der Bewegungsdaten bei E-DeMa

[38] Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS), siehe auch Anlage 1 zum Beschluss BK6-07-002 der BNetzA vom 10.06.2009 (MaBiS) sowie Beschluss BK6-11-150 vom 28.10.2011

Das E-DeMa-Konsortium erwartet von dieser Positionierung des Marktplatzes im Informationsfluss des Energiemarktes bzw. durch die Delegation bestimmter Aufgaben und Funktionen an dieses System eine Reihe von positiven Effekten, die allen Marktakteuren zugutekommen werden bspw.:

- Konsolidierung der Datenlage und Verkürzung der Clearingprozesse
- Effizientere Marktkommunikation und Reduzierung der Transaktionsaufwendungen
- Schnellere Abwicklung und damit zeitliche Verkürzung der Geschäftsprozesse

Die zeitliche Verkürzung der Geschäftsprozesse kann anhand der nachfolgenden Abbildung verdeutlicht werden. Sämtliche Prozessschritte 1-14 (mit Ausnahme des Schrittes 10) finden im Marktplatzsystem statt, d.h. die Interaktionen zwischen den Marktakteuren bestehen aus einem Datenaustausch zwischen den Systemkonten der Akteure. Von Bedeutung dabei ist, dass bereits die initiierenden ersten Schritte durch den PuG-Kunden (2, 3) gegen den Vertragsstatus des Kunden geprüft werden, die zeitgleiche Kündigung beim Altlieferanten und die Anmeldung beim Neulieferanten sind nur möglich, wenn der Vertrag des Kunden mit dem Altlieferanten dies zulässt. Ist dies der Fall, so wird der Altlieferant lediglich über die Kündigung informiert und kann den Prozess weder verzögern noch stoppen. Mit der Bestätigung von Ab- und Anmeldung (Schritt 9) durch den VNB und MSB/MDL ist der Lieferantenwechsel bereits komplett vollzogen und wird durch die Übermittlung der Zählwerte an den Alt-Lieferanten zwecks Endabrechnung sowie der erforderlichen Profildaten (z.B. Jahresenergieverbrauch und Standardlastprofil oder ggf. Zählerstandsgang) an den Neu-Lieferanten zwecks Belieferungsprofilierung abgeschlossen.

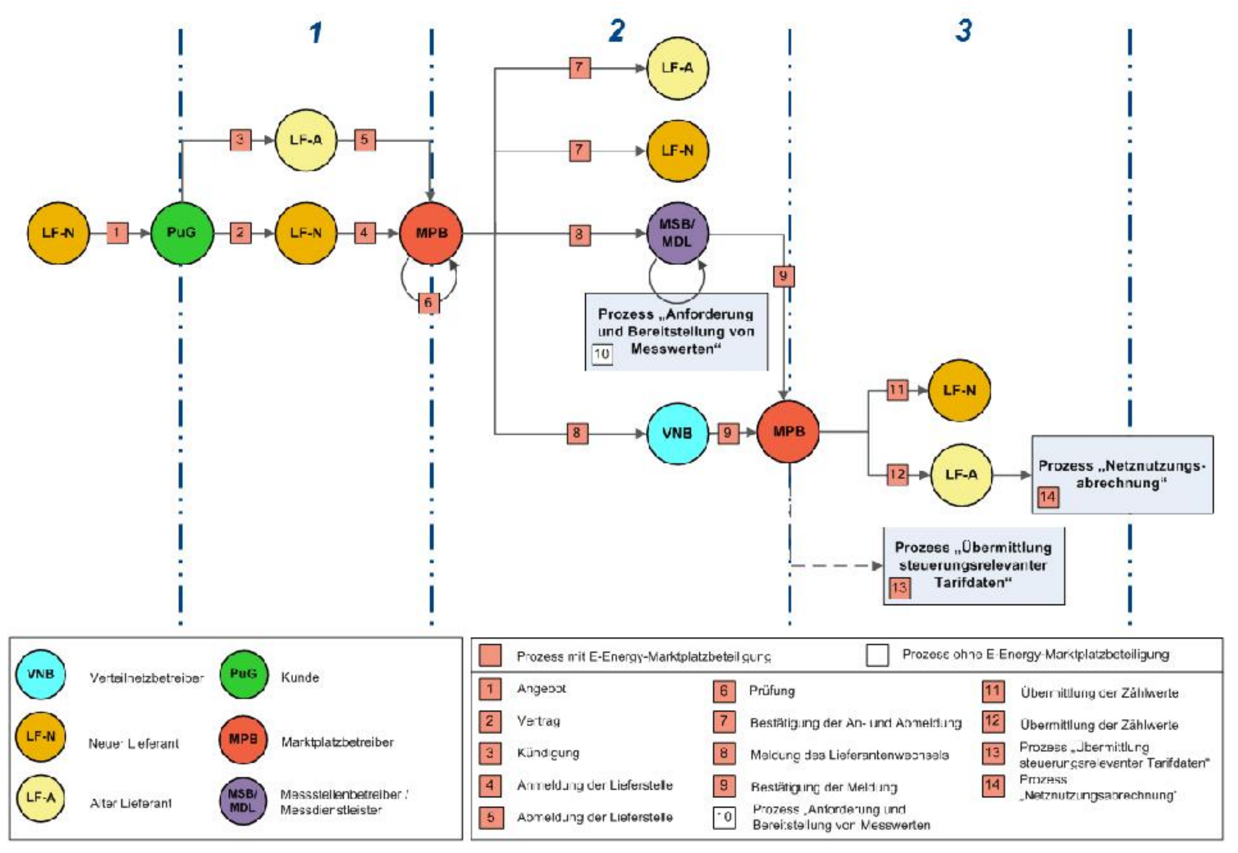


Abbildung B-11: Ablauf des Geschäftsprozesses Lieferantenwechsel am E-DeMa-Marktplatz

1.8. Neue Bilanzierungsaufgaben und -fragestellungen im Kontext von E-DeMa

In zweifacher Hinsicht ergeben sich in der E-DeMa Welt neue Fragen das Bilanzierungsregime betreffend, welches wiederum eine notwendige Bedingung eines Wettbewerbs auf dem Stromnetz ist. Die künftige Belieferung von Kleinkunden, die heute im SLP-Regime bedient werden, wird sich verändern müssen, wenn variablere Tarife etc. eingesetzt werden sollen, um Nachfrageflexibilität zu generieren. Daneben besteht eine ähnliche Fragestellung bezüglich der Bilanzierung von Flexibilitäten (Abruf zur Netzentlastung etc.), die für den VNB erbracht werden.

Dabei hat die Diskussion über ein künftiges, massenmarkttaugliches und insofern zielführendes, neues Belieferungskonzept aber gerade erst begonnen. § 21i Abs. 1 Nr. 7 EnWG sieht mit der Einführung einer „Zählerstandsgangmessung als besondere Form der Lastgangmessung“ bereits ein bestimmtes, durch den Gesetz- und Verordnungsgeber auszugestaltendes Verfahren vor. Ob eine vollständige Ausweitung einer rLM-artigen Bilanzierung auf große Teile der heutigen SLP-Kunden wirklich zielführend ist, kann aus der Projekterfahrung nicht endgültig beurteilt werden. Wesentliche Treiber der Diskussion über ein neues Bilanzierungsverfahren im Massenkundengeschäft dürften aber zwei Fragen sein: Grundsätzlich erhöht eine rLM-artige Bilanzierung im Massenmarkt den Aufwand insgesamt, allerdings bei steigenden Fallzahlen. Dies dürfte dazu führen, dass die Bilanzierungskosten im Einzelfall steigen; die Gesamtkosten dieser Lösung könnten aber ggf. niedriger sein als diejenigen, die sich bspw. ergeben würden, wenn eine „dritte“ Bilanzierungsgruppe zwischen rLM und SLP eingeführt werden würde, denn für diese neue Fallkonstellation wären alle Prozesse neu aufzusetzen. Daneben gilt es, die sich notwendigerweise ändernde Risikoallokation zwischen VNB und Lieferanten zu betrachten, die mit einer solchen Lösung ggü. dem heutigen System der Lastprofile einhergeht.

Eine völlig neue Aufgabenstellung ergibt sich auch im Zusammenhang mit der Bilanzierung der Flexibilitätsnutzung durch den VNB, die dieser bei einem Aggregator kontrahiert hat. Denn ohne weitere Prozesse zu etablieren, ist davon auszugehen, dass der ÜNB/Bilanzkoordinator/Regelzonenführer nicht automatisch davon in Kenntnis gesetzt ist, dass entsprechende Verträge geschlossen wurden bzw. in einem bestimmten Moment ausgeführt werden. Dies nicht zuletzt, weil der ÜNB/BIKO nicht selbst der Besteller dieser Flexibilität ist. Dies hat potenziell Auswirkungen sowohl auf die ÜNB-seitige Steuerung in Echtzeit (fälschliche Korrektur vermeintlicher Abweichungen durch weitere SDL) als auch auf die Abrechnung im Nachgang. Den zuvor skizzierten Zusammenhang zeigt Abbildung B-12.

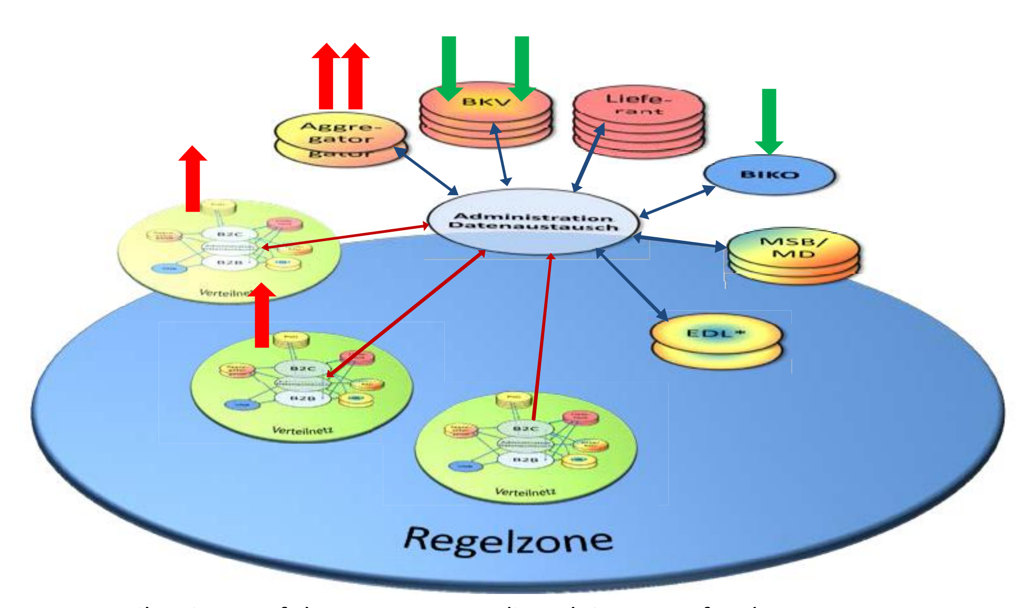


Abbildung B-12: Bilanzierungsfolgen von Systemdienstleistungen für den VNB

Im gewählten Beispiel erbringt ein Aggregator vertragsgemäß Flexibilitäten für zwei VNB (rote Pfeile). Diese mögen darin bestehen, dass der Aggregator dafür Sorge trägt, die Leistungsaufnahme an bestimmten Netzanschlüssen im Versorgungsgebiet der VNB zu erhöhen (bspw. um Überlasten aus der Einspeisung von Solarstrom „kleinräumig“ zu verhindern). Aus Sicht des BIKO besteht ggü. dem kommunizierten Fahrplan als Folge des Erbringens dieser Systemdienstleistung dann insofern eine Abweichung, als mehr konsumiert wird, wie prognostiziert worden ist. Ebenso ist aus Sicht des BKV, in dessen Bilanzkreis die Energiemengen „gebucht“ werden, die an den fraglichen Netzanschlüssen bzw. von den diese Anschlüsse nutzenden Kunden konsumiert werden, eine negative Abweichung gegeben, denn die Nachfrage fällt höher als sie zuvor prognostiziert worden war (grüne Pfeile). Insgesamt gilt es das System so auszugestalten, dass nicht auf unterschiedlichen Netzebenen kostenerhöhend gegeneinander geregelt wird. Aus Sicht von E-DeMa steht daneben aber weiterhin das Ziel, bestimmte IKT-basierte bzw. ermöglichte Netzdienstleistungen künftig auch für den VNB nutzbar zu machen, um so Netzausbau zu vermeiden bzw. die Versorgungssicherheit sicherstellen zu können.

2. E-DeMa-Szenarien und Simulationen zur Umsetzung des Konzepts

Im vorherigen Abschnitt ist das Konzept, welches das E-DeMa-Konsortium zum Ausgangspunkt seiner Arbeiten gemacht hatte, nochmals zusammenfassend präsentiert worden. Im Folgenden wird nun dargestellt, wie das Konsortium dieses Konzept im Rahmen der weiteren Arbeiten umgesetzt hat. Hierbei hat es sich frühzeitig als sinnvoll und zielführend erwiesen, die Umsetzung in den weiteren technischen Arbeitspaketen bzw. mit Blick auf den Feldversuch differenziert zu betrachten.

Hierzu unterscheidet das E-DeMa-Konsortium einerseits zwischen dem sog. „Szenario 2020“, welches eine vertiefte und technisch ausgearbeitete Umsetzung des Konzepts darstellt und dem Szenario „Feldversuch“, welches die tatsächliche Umsetzung des Konzepts für den Feldversuch beschreibt. Zusätzlich finden bezüglich einer Reihe von Fragen (bspw. vergleichende Analyse von Kommunikationsmedien für den flächendeckenden Einsatz, Auswirkungen von Laststeuermaßnahmen auf das Bilanzkreismanagement von Regelzonen), die für das Konzept von grundlegender Bedeutung sind, aber im Feldversuch aus praktischen oder budgetären Gründen nicht darstellbar sind, Simulationen statt. Hierfür wurden zunächst entsprechende Simulationsumgebungen aufgesetzt und entsprechend kalibriert.

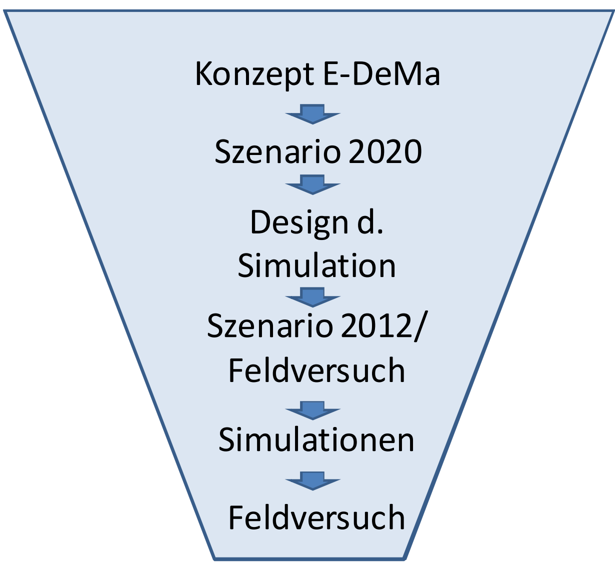


Abbildung B-13: E-DeMa „Projekttrichter“

Insgesamt und mit Blick auf den Projektverlauf lässt sich das inhaltliche Vorgehen daher wie ein Trichter beschreiben, bei dem sich bestimmte Fragestellungen immer weiter konkretisieren, je weiter das Projekt vorangeschritten ist. Nach sorgfältiger Analyse der aktuellen energiewirtschaftlichen Grundlagen sowie des gegebenen bzw. als wahrscheinlich angenommenen zukünftigen Rechtsrahmens wurde das im vorangegangenen Kapitel beschriebene Konzept von E-DeMa festgelegt. Aus diesem Leitbild einer zukünftigen Energieversorgung entstand im ersten Projektjahr das Szenario 2020, das die Grundlage für die E-DeMa-Systemkonzeption und das Design der Simulation bildete, die einerseits zur Verifikation der Kommunikationsinfrastruktur und seiner Komponenten und andererseits zur Nachbildung der energiewirtschaftlichen Zusammenhänge bei der Energieversorgung der Endkunden im Kontext der Integration von dezentralen Einspeisungen und flexiblen Verbrauchern herangezogen wurde. Mithilfe der Simulation konnten wichtige Erkenntnisse zur Entwicklung der E-DeMa-Komponenten und deren Systemintegration gewonnen werden, um den eigentlichen Feldversuch zu konfektionieren. Der Feldversuch lieferte seinerseits wiederum Hinweise zur Validierung der Simulationsmodelle, um in einem abschließenden Simulationsschritt eine realistische Einschätzung des E-DeMa-Konzeptes im Szenario 2020 zu gewinnen. Gemäß der Abbildung B-13 wurden entlang der einzelnen Stufen nur solche

Teilfragen abgebildet und untersucht, bei denen dies notwendig, zielführend und auch im darauffolgenden Projektabschnitt umfassend weiter analysiert werden konnte.

Grundlegend für die weiteren Überlegungen des Konsortiums waren die im Folgenden dargestellten fundamentalen Use-Cases sowohl für die B2C- als auch für die B2B-Ebene des E-DeMa-Marktplatzes. Diese fundamentalen Use-Cases sind dabei in den einzelnen Arbeitsschritten weiter ausgearbeitet worden bzw. mit Blick auf die spezifischen Fragestellungen des betroffenen Arbeitspakets analysiert worden. Dem grundlegenden Ansatz von E-DeMa, der die Belieferung heute passiver Kleinkunden ins Zentrum der Überlegungen rückt, stellen die fundamentalen Use-Cases vor allem der B2C-Ebene den Prosumer in den Mittelpunkt der Betrachtung und sind auch auf der B2B-Ebene vor allem so angelegt worden, dass neue, prosumer- bzw. aggregator-orientierte Geschäftsmodelle möglich werden.

Tabelle B-3: Fundamentale Use-Cases der B2C-Ebene

Nr.	Use Case	Anbieter	Nachfrager	Inhalt
1	Lieferantengeschäfte	Lieferant	Prosumer	Energieliefervertrag mit variablem/fixem Energiepreis und Netzentgelt
2	Messstellenbetreiber- und Messdienstleistergeschäfte	MSB/MDL	Prosumer	Beauftragung zur Installation, Betrieb und Wartung eines Zählers und ggf. eines IKT-Gateways
3	Energiedienstleistergeschäfte	EDL	Prosumer	Dienstleistungsvertrag über das Erbringen einer Energiedienstleistung
4	Aggregatorengeschäfte	Aggregator	Prosumer	Dienstleistungsvertrag über den Ankauf von Energie, Flexibilitäten oder Speicher

Tabelle B-4: Fundamentale Use-Cases der B2B-Ebene

Nr.	Use Case	Anbieter	Nachfrager	Inhalt
1	Netzbetreibergeschäfte	VNB	Lieferant	Lieferantenrahmenvertrag
2	Energiedienstleistergeschäfte	EDL	VNB, Lieferant, Aggregator, MSB/MDL	Dienstleistungsvertrag über das Erbringen einer Energiedienstleistung
3	Aggregatorengeschäfte	Aggregator	VNB, Lieferant	Vertrieb von aggregierten Energien oder Leistungen

Messstellenbetreiber-, Messdienstleister- und Lieferantengeschäfte werden auf der B2B-Ebene nicht explizit aufgeführt, da sie hier nicht als Anbieter auftreten. Grundsätzlich werden auf der B2B-Ebene nur solche Verträge geschlossen, die neben einem Informationsfluss auch einen Finanzfluss mit sich ziehen.

2.1. E-DeMa Szenario 2020

Die Umsetzung der konzeptionellen Überlegungen erfolgte im E-DeMa-Projekt zunächst in mehreren Arbeitspaketen und hatte dabei im Wesentlichen die folgenden Schwerpunkte, welche wiederum die grundsätzliche Orientierung des Projekts E-DeMa auf das Heben von Flexibilitäten bei PuG-Kunden widerspiegeln.

So wurden im Rahmen des sog. Konzeptes 2020[39], welches ein künftiges, realistisches Zielbild des E-DeMa-Konzepts darstellt, insbesondere Markt- und Handelsmechanismen im Sinne einer künftigen Produktgestaltung bearbeitet. Ebenso wurden in technischer Hinsicht Konzepte und Methoden vertieft; dies galt insbesondere für kommunikationstheoretische und kommunikationstechnische Konzeptionen, aber auch das Gateway-Design, die Gestaltung des E-DeMa-Marktplatzes und des mit diesem eng verbundenen ZDM-Systems (Zählerdatenmanagement). Daneben galt die Aufmerksamkeit des Konsortiums aber auch zukunftsweisenden netztechnischen Konzeptionen und Steuerungskonzepten sowie der Ausprägung neuartiger technischer Komponenten, die im Wesentlichen (nur) in einer künftigen E-DeMa-Welt sinnvoll einsetzbar sind, wie sie bspw. das Aggregator-Leitsystem darstellt.

2.1.1 Markt- und Handelsmechanismen

Da der Kunde und dessen künftige Aktivierung zentrale Bestandteile des E-DeMa-Konzepts und insofern auch des „Szenarios 2020“ sind, hat sich die weitere Umsetzung des Konzepts zunächst mit den erwarteten „Markt- und Handelsmechanismen“ befasst, d.h. die Entwicklung erfolgte im Wesentlichen Use-Case-getrieben. Hierzu war es zunächst notwendig, die konzeptionellen Vorüberlegungen zu den Use-Cases zu vertiefen.

2.1.1.1 B2C- und B2B-Musterproduktbausteine

Um die zuvor dargestellten fundamentalen Use-Cases auf dem E-DeMa-Marktplatz in einem ersten Schritt zu konkretisieren, aber auch geeignet in IKT-basierten Systemen abbilden zu können, hat das Konsortium sowohl für die B2C- als auch für die B2B-Ebene zunächst sog. Musterproduktbausteine formuliert.

Um den Endkunden aktiv in den Energiemarkt einzubinden, genügt es aber keineswegs (unter Anwendung moderner Informations- und Kommunikationstechnologie) nur eine Infrastruktur zur Verfügung zu stellen. Vor allem müssen attraktive Endkunden-Produkte entwickelt werden, die zur Teilnahme am Marktplatz motivieren. Die Zielgruppenansprache darf nicht kompliziert sein und es sollte sich um standardisierte Angebote handeln. Ziel der Entwicklung von Musterproduktbausteinen ist es daher, möglichst allgemeingültige standardisierte Produkte für spezifische Kundensegmente zu schaffen. Durch den E-DeMa-Marktplatz werden verschiedene Endkunden-Segmente angesprochen, die sich vor allem hinsichtlich ihres Verbrauchsprofils, ihres Konsum- und/oder Einspeiserverhaltens, ihres ökologischen Bewusstseins, ihrer Risikobereitschaft, ihrer Preissensibilität, ihrer technischen Ausstattung und ihrer Bereitschaft zur aktiven Teilnahme am Marktplatz (kognitive Befähigung, Motivation, zeitliche Ressourcen) unterscheiden. Unter Berücksichtigung dieser Kriterien wurden für unterschiedliche Kundensegmente passende Musterproduktbausteine entworfen (Abbildung B-14).

[39] Unter dem E-DeMa Konzept 2020 wurde insofern ein Zielbild verstanden, als von bestimmten praktischen Problemen bei seiner Formulierung zunächst abstrahiert wurde. So erfolgte bspw. die vertiefte Entwicklung von Produkten und Handelsmechanismen unter der Annahme, dass es künftig möglich sein würde, die entsprechend benötigten kommunikativen Systeme zu Kosten bereitzustellen, die die neuen Produkte nicht von vornherein unwirtschaftlich stellen. Ähnlich erfolgte das Design und die Entwicklung von Hardwarekomponenten mit Blick auf das E-DeMa-Konzept 2020 unter der Annahme, dass für bestimmte Produktumgebungen und das Adressieren von Flexibilitäten notwendige Funktionalitäten beschrieben werden, die 2020 aufgrund weiterer Kosten- und Effizienzgewinne der IKT-Wirtschaft tatsächlich umsetzbar sein würden.

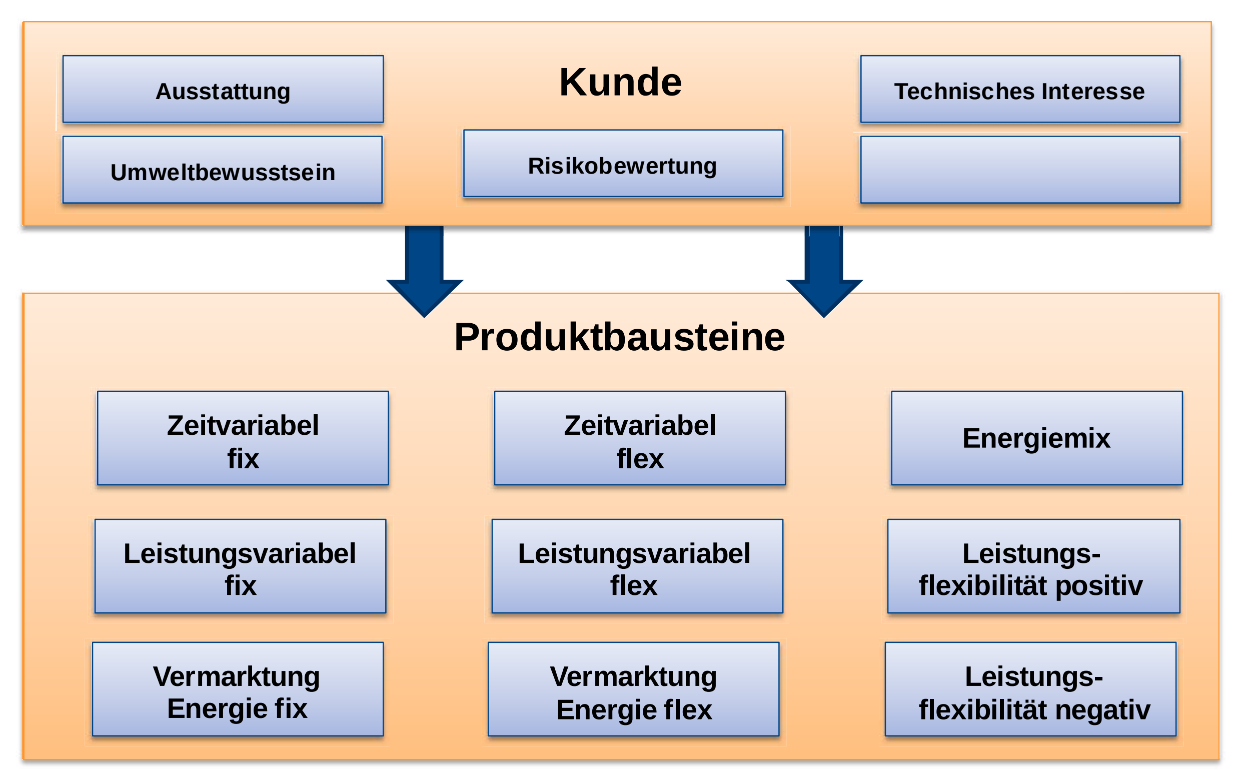


Abbildung B-14: Zielgruppenorientierte Produktbausteinentwicklung

Die Entwicklung stützte sich dabei auf die sechs definierten idealtypischen Kundenprofile im E-DeMa-Kontext in, wobei diese sechs Kundenprofile tendenziell auch in Bündelung Verbraucher/Einspeiser auftraten (Prosumer-Ansatz).

Tabelle B-5: Idealtypische Kundenprofile im E-DeMa-Kontext

	Zurück-haltender Consumer	Aktiver Gateway 1-Consumer	Aktiver Gateway 2-Consumer	Zurück-haltender Producer	Aktiver Producer	Höchst aktiver Producer
Verbraucher	X	X	X			
Einspeiser				X	X	X
Flexibilitäten: fernsteuerbare Lasten und/oder fernsteuerbare Einspeisung			X			X
Bereitschaft zur Verhaltensänderung		X	X		X	X
Kundendenkweise	konservativ	innovativ	technisch + innovativ	bedingt innovativ	sehr innovativ	höchst innovativ

Beispielsweise ist der Kundentypus des zurückhaltenden Consumers trotz aller Anreizsysteme nur bedingt bereit, sein Verhalten zu ändern. Er hat ein geringes Interesse an Umwelt- und Energieeffizienzthemen, ist technisch kaum interessiert, aber doch so neugierig, dass er den E-DeMa-Marktplatz besucht. Speziell Einsparungsversprechen und/oder die „Beruhigung seines schlechten Öko-Gewissens“ motivieren ihn. Er wird den E-DeMa-Marktplatz eher als Informationsplattform über Produktangebote nutzen und den einmal gewählten Anbieter bzw. das einmal gewählte Produkt kaum wechseln. Für ihn wurden demnach die Musterproduktbausteine „Strombezug“, „zeitvariabel fix“ und „leistungsvariabel fix“ entwickelt, bei denen wenig Flexibilität des Kunden erforderlich waren. Der Kundentypus des aktiven Gateway-1-Consumers ohne fernsteuerbare Lasten hingegen ist dazu bereit, sein Lastverhalten zu ändern. Er wählt trotz der geringen technischen Ausstattung flexible Tarife und ändert sein Lastverhalten manuell. Er hat ein Interesse an Umwelt- und Energieeffizienzthemen, ist technisch jedoch kaum interessiert, aber doch so neugierig, dass er den E-Energy-Marktplatz besucht. Für ihn wurden die Musterproduktbausteine „zeitvariabel flex“ und „leistungsvariabel flex“ entwickelt.

Hiermit ging eine gewisse „Standardisierung“ des grundsätzlich möglichen Produktraums einher, die aber das Ziel hatte, einerseits den Lieferanten bzw. Aggregatoren weitgehende Möglichkeiten zur Gestaltung der Produkte, die sie den Endkunden anbieten, zu geben. Andererseits bestand die technische Notwendigkeit, zur Umsetzung von komplexeren Produkten zusätzliche Mechanismen zu Abwicklung und insbesondere Abrechnung darzustellen, die nicht nur zwischen Lieferant und Endkunden stattfinden, sondern in die auch andere Akteure wie etwa MSB/MDL oder VNB involviert sind, bzw. die von der technischen Infrastruktur (Zähler, IKT-Gateway) unterstützt werden müssen. Daher können nur gewisse "standardisierte" bzw. vorgefertigte Mechanismen tatsächlich verwendet werden. Der E-DeMa-Marktplatz stellt folglich bestimmte Produktbausteine zur Verfügung, die allen Marktteilnehmern bekannt sind und für die die notwendigen Mechanismen zu ihrer Abwicklung und Abrechnung unterstützt werden. Dieses Vorgehen war dabei aber nicht von der Idee einer generellen Einschränkung des Produktangebots getrieben, sondern adressierte im Wesentlichen eine künftige massenmarkttaugliche Umsetzbarkeit.

Im Vorgriff auf den Feldversuch mit einer im Vergleich zu einer späteren Produktivumgebung eher geringen Kundenanzahl hat sich das E-DeMa Konsortium zudem bereits in diesem Arbeitsschritt mit der Frage befasst, welche ausgewählten Produktbausteine dazu geeignet sind, die Grundlage der Produkte im Rahmen des Feldversuchs zu bilden. Die in der folgenden Tabelle zu den Produktbausteinen in der rechten Spalte dargestellte Auswahl berücksichtigte dabei alle wesentlichen Produktmerkmale, die im Rahmen des Feldversuchs auf Akzeptanz und Auswirkungen getestet werden sollten. Zusätzlich wurde berücksichtigt, dass gleichzeitig möglichst aussagekräftige Stichproben bezüglich der Zahl der Kunden, die die jeweiligen Produkte wählen würden, zustande kommen konnten. Zu beachten ist, dass im Feldversuch nicht näher betrachtete Produktbausteine insofern nicht als irrelevant für die weitere Arbeit identifiziert wurden; vielmehr können diese im Rahmen einer künftigen Markteinführung ebenfalls in den dann anzubietenden Produkten verwendet werden, wobei sich ggf. Modifikationen an allen Produktbausteinen aus den Erfahrungen des Feldversuchs ergeben werden.

Tabelle B-6 und Tabelle B-7 geben einen Überblick über die definierten B2C-Produktbausteine bei E-DeMa und ihre Relevanz im Rahmen des Feldversuchs:

Tabelle B-6: B2C-Lieferanten-Produktbausteine

Produktbaustein	**Kurzbeschreibung**	**Relevant für Feldversuch**
Strombezug	Es handelt sich um einen Tarif mit einem festgeschriebenen Preis pro Kilowattstunde für die Vertragslaufzeit.	nein
Zeitvariabel fix	Der Musterproduktbaustein beschreibt einen Tarif mit einem Preisprofil, das aus *n* Zeitfenstern (T_1,…, T_n) und *m* Preisen (p_1,…, p_n) besteht. Die Zeitfenster und die zugehörigen Preise werden im Vorfeld vertraglich festgelegt und sind somit fix.	nein
Zeitvariabel flex	Es gelten verschiedene Preise (p_{x1},…, p_{xn}) für verschiedene Zeitfenster (T_1,…, T_n). Die Zeitfenster sind fix vereinbart, die zugehörigen Preise sind jedoch flexibel. Die Endkunden werden über die Preisprofile immer am Vortag informiert (über Visualisierungskanal beim Endkunden). Besitzen die Endkunden ein IKT-GW2, kann ein automatisches Zu-oder Abschalten der fernsteuerbaren Lasten erfolgen. Dieses Zu- und Abschalten ist abhängig von den Einstellungen an der jeweiligen Last und dem übermittelten Preis. Die Endkunden stellen an der fernsteuerbaren Last eine Endzeit ein, zu der die Last den Betrieb abgeschlossen haben soll. Das IKT-GW2 schaltet die fernsteuerbare Last daraufhin zu dem geringsten Preis, der in dieser angegeben Zeitspanne vorliegt, an.	ja
Leistungsvariabel fix	Der Produktbaustein beschreibt einen Tarif mit einem Preisprofil, das aus n Leistungsbändern (LB_1,…, LB_n) mit fixen Preisen (p_1,…, p_n) besteht, die bei Vertragsabschluss festgelegt werden. Die Leistungswerte werden auf die für die Abrechnung benötigten Viertelstundenwerte gemittelt und am Ende abgerechnet.	nein
Leistungsvariabel flex	Der Produktbaustein beschreibt einen Tarif mit einem Preisprofil, das aus *n* Leistungsbändern (LB_1,…, LB_n) besteht. Die Leistungsbänder sind in Abhängigkeit vom Vorjahresverbrauch im Vorfeld festgelegt. Die Endkunden werden über die Preisprofile immer am Vortag informiert (über Visualisierungskanal beim Endkunden). Sollte der Endkunde ein IKT-GW2 besitzen, werden die betriebsbereiten Lasten mithilfe des IKT-GW2 (und einer entsprechenden Zielfunktion) dann zugeschaltet, wenn dadurch zunächst keine höhere Leistungsstufe erreicht wird (Ein manuelles Zuschalten eines Gerätes könnte dazu führen, dass anschließend eine Leistungsstufe überschritten wird). Ist der Endkunde nicht mit einem IKT-GW2 ausgestattet, muss er die Geräte manuell zu- und abschalten. Dieser Produktbaustein bietet sich zur direkten Weitergabe eines eventuellen variablen (und leistungsabhängigen) Netznutzungsentgeltes (von VNB an LF) an den Endkunden an (siehe B2B-Produktbaustein).	ja

Produktbaustein	Kurzbeschreibung	Relevant für Feldversuch
Volumentarif	Der Produktbaustein beschreibt einen Tarif mit einem festgelegten Arbeitspreis innerhalb eines festgelegten Volumens (in Kilowattstunden) für einen festgelegten Zeitraum (Vertragslaufzeit). Bei Überschreitung dieses Volumens fällt ein vorher festgelegter höherer Arbeitspreis an. Der Preis für das festgelegte Volumen liegt unter dem Preis bei dem Produktbaustein „Strombezug“. Dafür liegt der Preis für jede weitere Kilowattstunde über dem Preis des Produktbausteins „Strombezug“. Dieser Produktbaustein bietet dem Lieferanten keine bessere Planungssicherheit und dem VNB keine Netzvorteile. Aufgrund von ökologischen Gründen wird dieser Baustein jedoch weiterhin für das Szenario 2020 betrachtet.	nein

Tabelle B-7: B2C-Aggregator-Produktbausteine

Produktbaustein	**Kurzbeschreibung**	**Relevant für Feldversuch**
Vermarktung Energie fix	Der Produktbaustein beschreibt den niederschwelligsten Tarif für Kunden mit einer DEA. Bei diesem Tarif wird die eingespeiste Energie, unabhängig vom Zeitpunkt der Einspeisung, zu einem vertraglich vereinbarten Preis vergütet.	nein
Vermarktung Energie zeitvariabel fix	Der Produktbaustein beschreibt einen Tarif für Endkunden mit einer DEA, der aus *n* Zeitfenstern (T_1,…, T_n) und m Vergütungspreisen (p_1,…, p_m) besteht. Die Zeitintervalle und die zugehörigen Vergütungen werden im Vorfeld festgelegt und sind somit fix.	nein
Vermarktung Energie zeitvariabel flex	Der Produktbaustein beschreibt einen Tarif für Kunden mit einer dezentralen Energieumwandlungsanlage, der aus n Tarifzeiten (T_1,…, T_n) und *m* Vergütungspreisen (p_1,…, p_m) besteht. Während die Zeitfenster vertraglich fix vereinbart sind, können die Vergütungspreise schwanken.	ja
Leistungsflexibilität positiv (fernsteuerbare Last)	Der Produktbaustein beschreibt einen Tarif für Kunden mit mindestens einer fernsteuerbaren Last auf Abruf. Der Kunde hält eine bestimmte Leistungsreserve mit mindestens einer fernsteuerbaren Last vor (z.B. eine betriebsbereite Waschmaschine) und der Aggregator ist in der Lage diese Reserve abzurufen.	nein
Leistungsflexibilität positiv (fernsteuerbare Einspeisung)	Der Produktbaustein beschreibt einen Tarif für Kunden mit mindestens einer fernsteuerbaren dezentralen Energieumwandlungsanlage über eine Reduktion der Leistung auf Abruf. Der Kunde ist bei diesem Baustein damit einverstanden, dass die Leistung seiner Energieumwandlungsanlage für eine bestimmte Zeit reduziert wird.	nein
Leistungsflexibilität negativ (fernsteuerbare Last)	Der Produktbaustein beschreibt einen Tarif für Endkunden mit mindestens einer fernsteuerbaren Last über die Reduzierung einer Last auf Abruf. Der Endkunde gibt dem Aggregator die Möglichkeit, seine fernsteuerbare(n) Last(en) abzuschalten (z.B. wird dem Aggregator die Möglichkeit gegeben, eine Wärmepumpe abzustellen). Der Endkunde bekommt eine Leistungsvorhaltungsvergütung.	nein
Leistungsflexibilität negativ (fernsteuerbare Einspeisung)	Der Produktbaustein beschreibt einen Tarif für Kunden mit mindestens einer fernsteuerbaren dezentralen Energieumwandlungsanlage über eine zusätzliche Leistung auf Abruf.	ja

Bezüglich der Produktbausteine und den aus diesen Produktbausteinen zu bildenden Produkten herrscht dabei folgendes Verständnis: Ein Lieferant bzw. Aggregator kann durch Kombination von Produktbausteinen seine Musterprodukte bilden, die er am Marktplatz anbietet. Die Vielfalt der möglichen Musterprodukte ergibt sich nicht nur aus der Anzahl der möglichen Kombinationen, sondern vor allem auch daraus, dass die einzelnen Produktbausteine bei der Erstellung eines Musterproduktes

noch durch den Lieferanten bzw. Aggregator zu parametrieren sind. Beispielsweise definiert der Produktbaustein "Zeitvariabel fix" nur, dass es verschiedene Zeitfenster gibt. Aber es liegt am Lieferanten, für sein Musterprodukt zu definieren, wie viele unterschiedliche Zeitfenster es gibt, zu welchen Zeitpunkten die Umschaltung erfolgt und wie die Preise für das jeweilige Zeitfenster sind. Damit hat jeder Lieferant bzw. Aggregator eine praktisch unbeschränkte Möglichkeit, Musterprodukte zu gestalten, die sich von den Mitbewerbern unterscheiden und die in seine eigene Portfoliostrategie passen.

Die einzelnen Produktbausteine sind seitens des Konsortiums detailliert beschrieben und in ihren notwendigen technischen Voraussetzungen dargestellt worden.[40] Zudem wurden die Handlungsoptionen der Endkunden sowie der Nutzen und die Motivation der Anbieter (der Produktbausteine) sowie der Netzbetreiber analysiert. Darauf basierend wurden die Abwicklung der Produktbausteine (nur kundenrelevante Abläufe) und die Datenmodellierung erläutert. Ebenso sind die spezifischen, für den jeweils aufgeführten Musterproduktbaustein erforderlichen Abrechnungsdaten beschrieben worden.

Das Konsortium ist dabei davon ausgegangen, dass in der Abrechnung eines Lieferanten bzw. Aggregators ggü. Endkunden zusätzlich zu den Preisen der einzelnen Produktbausteine je nach Vertragsangebot auch noch ein fester Grundpreis pro Monat Preisbestandteil sein kann. Die Abrechnung eines fixen Grundpreises ist generell bei jedem Musterprodukt möglich, muss aber nicht in jedem Fall zwischen Lieferanten bzw. Aggregatoren und Endkunden vertraglich vereinbart sein.

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass flexible Produktbausteine, wie sie seitens E-DeMa entwickelt wurden, für Lieferanten nur dann wertschöpfend sind, wenn nicht die heute üblicherweise verwendeten Standardlastprofilverfahren zur Anwendung kommen, sondern der tatsächliche Lastverlauf des Einzelkunden oder ein an seine Abnahmeverhältnisse genügend angepasstes Lastprofil zur Abrechnung verwendet werden kann.

2.1.1.2 Musterproduktbausteine B2B

Die B2B-Musterprodukte stellen die möglichen Geschäftsbeziehungen zwischen Lieferanten, Aggregator und Verteilnetzbetreiber in direkter Anlehnung an die B2C-Musterprodukte auf dem elektronischen Marktplatz dar. Die B2B-Musterprodukte beinhalten dabei sowohl die Erhöhung der Last (durch Zuschaltung Weißer Ware), als auch die Erhöhung der Einspeisung (Zuschaltung von µKWK-Anlagen). Außerdem wurde innerhalb des B2B-Musterproduktkataloges mit Blick auf den Feldtest die Möglichkeit des Einsatzes variabler Netznutzungsentgelte und der Umsetzung von Lieferantenwechseln mit deutlich verkürzten Fristen geschaffen. Berücksichtigt wurde in der Ausgestaltung auch die gegenseitige Beeinflussung der unterschiedlichen Akteure hinsichtlich des Prognose- bzw. Regelenergiebedarfsrisikos, um gerade Lieferant und Aggregator als selbstständige Rollen durchgängig abbilden zu können.

In diesem Zusammenhang hat das Konsortium sich mit einer Reihe von bis dahin noch nicht geklärten bzw. auch noch nicht relevanten Fragestellungen auseinander gesetzt: So haben die Diskussionen und Analysen bezüglich der B2B-Musterprodukte frühzeitig ergeben, dass ein Nachweis einer Lasterhöhung gegenüber dem Verteilnetzbetreiber durch den Aggregator von Schwierigkeiten geprägt sein würde, da die Leistungsaufnahme bspw. der Weißen Ware i.d.R. nicht gesondert gemessen wird, sondern über den allgemeinen Haushaltszähler mit erfasst wird. Hierdurch erfolgt eine Durchmischung einer Lastreduktion des Haushalts im Ausgangszustand, d.h. ohne zugeschaltete Weiße Ware mit der gewollten Lasterhöhung durch das Zuschalten der Weißen Ware. Mit Blick auf die Modellregion wurde

[40] vgl. Deliverable 5.2 des E-DeMa-Konsortiums.

daher frühzeitig entschieden, dass der Nachweis allein über das übermittelte Signal der Maschine, dass sie zugeschaltet wurde, erfolgt. Die Daten der Zuschaltungen und Lastverläufe werden am Marktplatz verwaltet und dem einzelnen Abruf des Aggregator zugeordnet, so dass sich aus den am Marktplatz verfügbaren Daten die auf Grundlage der vorstehenden Annahmen erzielten Lasterhöhungen an den Verteilnetzbetreiber ermitteln lassen, die dann auch die Basis der Abrechnung zwischen Aggregator und Netzbetreiber bilden können.

Bezüglich der Darstellung und Abwicklung des Aggregator-Geschäftsmodells hat das Konsortium sich darüber hinaus von folgenden Überlegungen leiten lassen: Ein Bedarf an zusätzlicher Leistung im Niederspannungsnetz besteht im Wesentlichen tagsüber, da insbesondere zur Mittags- und frühen Nachmittagszeit die Einspeisungen aus Solar- und ggf. auch Windanlagen am höchsten sind. Das korrespondierende B2C-Produkt (Leistungsflexibilität positiv) orientiert sich neben diesem Dargebotsaspekt auch am Akzeptanzverhalten der Endkunden und beschränkt die Vergütung für die Bereitschaftsmeldung auf den Zeitraum von 9 bis 18 Uhr, wobei die Endzeit so definiert ist, dass dann der angeforderte Vorgang (Waschen, Spülen) beendet sein soll. Das hier betrachtete B2B-Produkt (Abruf von Leistungsflexibilität durch den VNB) wird deshalb auf den Zeitraum von 9 bis 15 Uhr beschränkt, wobei hier die Leistungsbereitstellung und nicht das Ende des Vorgangs (Waschen, Spülen) betrachtet werden, da dieses im B2B-Bereich nicht relevant ist.

Bezüglich der Erhöhung der Einspeiseleistung der µKWK-Anlagen durch den Aggregator ist anzumerken, dass das Potenzial jahreszeitlich stark schwankt. Während im Winter die Anlage aus Effizienzgründen durchgängig in Betrieb ist und somit kein Zuschaltpotential zur Verfügung stehen dürfte, ist der Wärmebedarf in den Sommermonaten auf die Wassererwärmung beschränkt und damit recht gering. Entsprechend lange dauert es, bis der Speicher wieder soweit geleert ist, dass die Anlage erneut zugeschaltet werden kann. Ein möglicher Bedarf für eine Erhöhung der Einspeiseleistung im Sommer ergibt sich zunehmend durch den Betrieb von Klimaanlagen, aber auch durch Kühlmaschinen etc. Durch den fehlenden Wärmebedarf erhöht sich jedoch die Zeit der Speicherentleerung der µKWK deutlich, so dass im Mittel gerade in den voraussichtlich nachfragestärksten Zeiten relativ wenig Leistung für einen ausreichend langen Zeitraum zur Verfügung steht. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass in den Übergangsmonaten die höchste mögliche Anhebung der Einspeiseleistung erwartet werden kann.

Bezüglich der Einspeiseleistung einer Anlage, die auf Grund eines Schaltbefehls des Aggregators zu dem von ihm vorgegebenen Zeitpunkt angefahren wird, gilt daher innerhalb von E-DeMa die folgende Konvention: als Leistungsbereitstellung durch den Aggregator während der Betriebszeit nach dem Schaltbefehl gelten alle in Betrieb befindlichen Anlagen, auch wenn ein Teil der Anlagen auch ohne den vorherigen Schaltbefehl im Betrachtungszeit angefahren worden wäre. Der Aggregator stellt aber durch seinen Schaltbefehl eine gesicherte Leistung bereit, während die Zuschaltung ohne Schaltbefehl stochastisch wäre.

Zusammenspiel zwischen Aggregator und Lieferant

Die Eingriffe des Aggregators in den Lastverlauf der Endkunden bei der Schaltung der Weißen Ware oder der µKWK-Anlage haben naturgemäß auch Einfluss auf den Lieferanten. Dieser erstellt jeweils am Vortag eine Prognose seines Lastverlaufs für den Folgetag. Abweichungen von seiner Prognose führen

zu Abweichungen in dem Bilanzkreis, dem die jeweiligen Lieferstellen zugeordnet wurden und damit zu einem Ausgleichsenergiebedarf.[41]

Schaltung von Lasten

Bei der Schaltung von Lasten (Weiße Ware) durch den Aggregator erfolgt eine sprunghafte u.U. massive Lasterhöhung zum Zeitpunkt des Schaltbefehls, der zeitlich an zahlreiche Maschinen geht und dies zu einem Zeitpunkt, der sich nicht notwendigerweise an günstigen Tarifzeiten orientiert. Hierdurch entsteht für die Schaltzeit ein Mehrbedarf an Leistung beim Lieferanten gegenüber der Prognose.

Für die Abbildung der Aggregator-Lieferantenbeziehung wurde deshalb folgendes Vorgehen entwickelt, welches auch für eine spätere Umsetzung im Markt richtungsweisend sein kann:

Dem Lieferanten ist bekannt, dass der Endkunde mit dem Aggregator einen Vertrag abgeschlossen hat. Bei einer konkreten Schalthandlung wird die Energie zeitrichtig ermittelt, die durch diesen Schaltbefehl beim Lieferanten anfällt. Hiermit wird am Folgetag ein Lieferschein viertelstundenscharf erstellt, mit dem dann ein Fahrplan im Aggregator-Bilanzkreis als zusätzliche Belastung und im Lieferantenbilanzkreis als zusätzliche Einspeisung gebucht wird. Hierdurch wird die Bilanzierung des Lieferanten richtig gestellt und die Bilanzierung des Aggregators als Verursacher entsprechend belastet. Der notwendige Ausgleich im Aggregator-Bilanzkreis erfolgt dann über einen prognostizierten und eingestellten Fahrplan des Aggregators oder über Regelenergie.

Schaltung von Einspeisungen

Bezüglich der Schaltung von Einspeiseanlagen ist das E-DeMa-Konsortium von der folgenden Grundüberlegung ausgegangen: Die µKWK-Anlagen in der Modellregion stehen grundsätzlich alle im Schaltzugriff des Aggregators. Solange der Aggregator jedoch nicht von seinem Schaltrecht Gebrauch macht, werden die Anlagen tarifoptimiert inhouse gesteuert. Hierbei gelten die Tarifzeiten und Vergütungsregeln aus den B2C-Produkten. Der Einspeiser verkauft seine Energie im durch den Aggregator unbeeinflussten Zustand an einen Händler; die Einspeisefahrpläne werden somit auch in dessen Bilanzkreis eingebucht. Der weitere Verkauf der Energie vom Händler an einen Lieferanten oder deren direkte Verarbeitung in einem Belieferungsbilanzkreis stellt bereits heute ein weitgehend standardisiertes Geschäft dar, welches nicht Gegenstand der weiteren Untersuchungen von E-DeMa ist und insofern auch nicht weiter betrachtet wird.

Bei einem Schaltbefehl des Aggregators muss wiederum die Differenz zwischen dem prognostizierten Einspeiser-Fahrplan und der tatsächlichen Einspeisung der µKWK-Anlagen für die Dauer der Schaltaufforderung, d. h. der aggregatorbasierten Einspeisung, viertelstundenscharf als Lieferschein vom Marktplatz ermittelt und zur vorzeichenrichtigen Fahrplanverbuchung in den beiden betroffenen Bilanzkreisen an den Bilanzkreiskoordinator bereitgestellt werden. Der prognostizierte Einspeiser-Fahrplan, den der Händlerin seinen Bilanzkreis eingestellt hat, beruht dabei im Wesentlichen auf den Erfahrungswerten bezüglich der Tarifzeiten und deren Preise in Zusammenhang mit dem Wärmebedarf. Dieser Differenzfahrplan steht somit dem Aggregator für seine Geschäfte und Vertragserfüllungen zur Verfügung. Der resultierende Regelenergieeinsatz kann durchaus zu einem Zusatzgeschäft für den Aggregator

[41] Mit diesem Ausgleichsenergiebedarf kann c.p. auch ein Regelenergiebedarf im Gesamtsystem einhergehen; dies muss aber in der Realität nicht zwingend der Fall sein, da das ebenfalls stochastische Gesamtverhalten aller Bilanzkreise hierfür entscheidend ist.

werden, wenn durch die zusätzliche Einspeisung der Regelenergiebedarf in der Regelzone reduziert wird und der Aggregator hierdurch eine Vergütung erhält.

Das Aggregatorprodukt, welches der Verteilnetzbetreiber durch die Anforderung von zusätzlichen Einspeisungen kontrahiert, dient ausschließlich der Beeinflussung der Netzleistung und nicht der Beschaffung von Energiefahrplänen, um z. B. den Regelenergiebedarf zu senken. Aus diesem Gründen werden die Fahrpläne der zusätzlichen Einspeisungen auch nicht in den Bilanzkreis des Verteilnetzbetreibers umgebucht, sondern verbleiben im Bilanzkreis des Aggregator. Sofern der Verteilnetzbetreiber zu diesen Zeitpunkten zusätzlich auch Energie z. B. zur Bewirtschaftung des Differenzbilanzkreises benötigt, muss er diese unabhängig von den hier betrachteten Aggregatorgeschäften beschaffen. Dies ist jedoch nicht Gegenstand des Modellversuchs.

Hinzuweisen ist schließlich darauf, dass im Feldversuch der Schwerpunkt auf der Auswertung des Endkundenverhaltens im Haushaltsbereich lag. Eine vollständige Anwendung der B2B-Musterprodukte hat insofern nicht stattgefunden. Dieser Umstand ist aus Sicht von E-DeMa jedoch kein Mangel, da sich die relevanten Eingangsgrößen für den B2B-Bereich, die sich aus dem Haushaltskundenverhalten ergeben und darüber hinaus im Wesentlichen durch die Tätigkeiten des Aggregators geprägt werden, rechnerisch ermitteln lassen (-> Simulationen).

2.1.2 Geschäftsprozesse und Marktkommunikation in der E-DeMa-Welt

Ausgehend von den fundamentalen Use-Cases und den auf diesen beruhenden Musterproduktkatalogen hat das E-DeMa-Konsortium eine vollständige Beschreibung der Marktmechanismen innerhalb von E-DeMa erstellt. Hierbei ist der E-DeMa-Marktplatz und die hier benötigte Prozessumgebung in die bereits bekannten Geschäftsprozesse laut GPKE, die mit der Belieferung elektrischer Energie zusammenhängen, einbezogen worden. Zusätzlich sind neue Prozesse, die für eine erfolgreiche Umsetzung von E-DeMa benötigt werden, entwickelt und beschrieben worden.

Grundsätzlich und mit Blick auf die Prozesse, die zur Abwicklung des Feldversuchs in der Modellregion benötigt wurden, ist seitens des Konsortiums die Weiterführung der bereits existierenden Prozesse der realen Welt unterstellt worden. Durch die Einführung des Marktplatzsystems mit seiner zentralen Datenhaltung lassen sich eine Reihe der Geschäftsprozesse (insbesondere solche mit mehr als 2 beteiligten Akteuren) vereinfachen, mindestens jedoch beschleunigen, womit zwangsläufig eine Effizienzsteigerung der einzelnen Geschäftsmodelle aber auch ein erhöhter Kundennutzen verbunden ist. Anpassungen der existierenden Prozesse, die bereits aufgrund der konzeptionellen Überlegungen des „Szenarios 2020“ vorgenommen wurden, sind in den folgenden Abschnitten dargestellt. Sowohl die Simulation als auch der Feldversuch zielen auf eine Überprüfung der Prozessmodifikationen und Prozessergänzungen hin.

Für die weitere Analyse wurden die heutigen und künftigen Geschäftsprozesse im Rahmen des E-DeMa-Projekts in drei Gruppen eingeteilt:

- Kunden- und Lieferantenwechselprozesse
- Prozesse zum Messwesen
- Neue E-DeMa-Prozesse

Bei jedem Geschäftsprozess wurden die einzelnen Prozessschritte mit einer tabellarischen Auflistung sowie mit einem Ablaufdiagramm beschrieben. Die Veranschaulichung der Geschäftsprozesse orientiert sich dabei an den Ablaufdiagrammen, wie sie im Anhang zur GPKE zur Beschreibung der GPKE-

Prozesse verwendet werden. In den E-DeMa-Darstellungen wird jedoch auf eine Festlegung der Zeitachse bzw. Vorgaben zu Fristen und Perioden verzichtet. Bei jedem Prozess wird in der Regel nur der Regelfall beschrieben, demnach werden Ausnahmen, Problem- oder Spezialfälle zunächst nicht betrachtet, was vor dem Hintergrund der grundsätzlich angestrebten Neugestaltung und der erstmaligen Berücksichtigung der Marktplatzfunktionalitäten sinnvoll erscheint. Die Prozesse zwischen den jeweiligen Marktpartnern wurden nur dann berücksichtigt, wenn dies für die Prozessdarstellung notwendig war.

Für die Ausgangssituation zur Beschreibung der Geschäftsprozesse wurden mit Blick auf das „Szenario 2020“ die folgenden Annahmen getroffen:

(1) Alle PuG-Kunden besitzen die nötige Infrastruktur, um am E-DeMa-Marktplatz teilzunehmen, d.h. wenigstens einen elektronischen Zähler mit einem physisch abgesetzten Gateway, welches dazu in der Lage ist, die Einbindung des Zählers in ein oder mehrere Kommunikationsnetze sicherzustellen, bestimmte Sicherheitsfunktionen auszuüben usw. (diese grundständigen Funktionalitäten eines Smart-Meter Gateways bzw. deren Realisation werden im E-DeMa-Kontext als IKT-GW1 bezeichnet). Darüber hinaus steht eine Internetanbindung zur Verfügung.

(2) Alle potentiellen E-DeMa-Marktplatzteilnehmer, die mit Endkunden in Geschäftsbeziehung treten möchten, müssen sich am E-DeMa-Marktplatz akkreditieren und diesen zur Kommunikation mit dem Endkunden nutzen. Dies bedeutet insbesondere, dass es langfristig keine B2C-Beziehungen auf heutigem „traditionellem“ Weg mehr gibt.

(3) Alle PuG-Kunden, die in einem bestimmten Verteilnetz angebunden sind, haben ein Kundenkonto am E-DeMa-Marktplatz. Außerhalb des E-DeMa-Marktplatzes werden keine Stromlieferverträge abgeschlossen.

Kunden- und Lieferantenwechselprozesse

Unter Kunden- und Lieferantenwechselprozessen werden Geschäftsprozesse verstanden, die zur Anbahnung und zur Abwicklung der Netznutzung bei der Belieferung von Letztverbrauchern mit Elektrizität dienen. Die Kunden- und Lieferantenwechselprozesse innerhalb von E-DeMa unterscheiden sich nicht von den bekannten GPKE-Prozessen.

Unter Beachtung der in E-DeMa definierten Stamm- und Bewegungsdatenhaltung (vgl. u.a. die Ausführungen hierzu im Kapitel 1 „Konzept E-DeMa“) wurden jedoch die GPKE-Prozessbeschreibungen der BNetzA angepasst und das elektronische Marktplatzsystem in die Prozessabläufe eingebettet.

Prozesse zum Messwesen

Die Prozesse zum Messwesen basieren auf einem Entwurf zur Konsultation zu den Wechselprozessen im Messwesen aus dem Jahr 2009, der jedoch weitestgehend in die WiM-Verordnung Eingang gefunden hat und damit weiterhin eine valide Basis für die E-DeMa-Welt darstellt. Die Prozesse zum Messwesen wurden ebenfalls bedarfsgerecht mit Blick auf E-DeMa angepasst und entsprechend detailliert beschrieben. Ein besonderes Augenmerk lag hierbei auf dem Prozess „Anforderung und Bereitstellung von Messwerten“, da dieser die Zählwertermittlung und -plausibilisierung umfasst und es gerade dort durch die zentrale Stamm- und Bewegungsdatenhaltung innerhalb des E-DeMa-Marktplatzsystems zu größeren Veränderungen kommt.

Neue E-DeMa-Prozesse

Zur Gruppe der neuen E-DeMa-Prozesse gehören Prozesse, die für E-DeMa notwendig werden und oftmals eine Interaktion über das Marktplatzsystem erst ermöglichen. Sie werden in Tabelle B-8 zusammengefasst.

Tabelle B-8: Neue E-DeMa-Prozesse

Nr.	**Prozessbezeichnung**
3.1	Akkreditierung eines PuG-Kunden am E-Energy-Marktplatz
3.2	Akkreditierung eines Businesskunden am E-Energy-Marktplatz
3.3	Gatewayeinbau/-wechsel
3.4	Übermittlung steuerungsrelevanter Tarifdaten an PuG-Kunde (IKT-GW 2)
3.5	Übermittlung Preisprofil von LF/AGG an PuG-Kunde
3.6	Statusmeldung für Schaltaufforderung
3.7	Schaltabruf
3.8	PuG-Abrechnung seitens LF/AGG
3.9	Kündigung der E-Energy-Marktplatz-Teilnahme durch PuG-Kunde
3.10	Synchronisation von Businesskunden-System und E-Energy-Marktplatz-System
3.11	Interaktive Katalogbearbeitung durch Businesskunden
3.12	Tarifwechsel

Die obige Tabelle zeigt, in welchen Bereichen durch die Einführung des Marktplatz-Systems Veränderungen zu erwarten sind: Zunächst ist es notwendig, dass die B2B- und B2C-Teilnehmer sich an dem neuen System akkreditieren können. Daneben ist sicherzustellen, dass die vor-Ort-Technik, sofern diese verändert wird, immer korrekt dokumentiert wird, da nur dann sicherzustellen ist, dass die zwischen dem Marktplatz und dem Gateway auszutauschenden Daten (Preisprofile etc.) die „richtigen“ Adressaten auch erreichen. Sodann wird eine Reihe von neuen Prozessen benötigt, um die zentrale Anwendung von E-DeMa, die externe Steuerung von Haushaltsgeräten und künftig auch sonstigen Verbrauchern zu ermöglichen. Darüber hinaus muss unter Berücksichtigung der künftig deutlich komplexeren (Strom-)Produkte eine Abrechnung erstellt werden und es bedarf einer Reihe von „Verwaltungsprozessen“, die die Interaktion der Nutzer mit dem System betreffen.

2.1.3 Automatisierung von Prozessschritten, Verringerung von Dateninkonsistenzen und Kommunikationsaufwand durch das Marktplatzkonzept

Das E-DeMa-Konsortium strebt das Ziel einer hohen Integration von Informationssystemen aller Akteure mit dem Marktplatzsystem als zentraler Datendrehscheibe an. Hierdurch erwartet das Konsortium erhebliche Möglichkeiten zu einer Vereinfachung der Geschäftsprozesse aus Sicht der Energiekunden. Auch Netzbetreiber, Messdienstleister und Lieferanten partizipieren von den Vorteilen einer integrierten Datenhaltung, welche wiederum durch die verstärkte IKT-Durchdringung des Gesamtsystems bzw. durch die konsequente Einführung aufeinander abgestimmter IKT-Komponenten an unterschiedlichen Schnittstellen erreicht wird. Da am Marktplatz viele Informationen und Regeln bereits hinterlegt sind, ist das System grundsätzlich in der Lage und geeignet, automatisiert Prozessschritte

eigenständig abzuarbeiten. Dadurch verringert sich der Kommunikationsaufwand zwischen den beteiligten Akteuren. Denn der hohe Integrations- und Automatisierungsgrad des Marktplatzes reduziert die Anzahl manueller Eingaben und somit das Auftreten von Dateninkonsistenzen. Beispielhaft sei in diesem Zusammenhang der (heute weitgehend „passive“) Endkunde betrachtet: Der Kunde erhält durch die konsequente Abbildung seiner Energiebelieferung über den E-DeMa-Marktplatz an zentraler Stelle umfassende Informationen über die einschlägigen Angebote und kann dort sowohl einen Tarifwechsel als auch einen Lieferantenwechsel auslösen und sich jederzeit über den Ablauf und den Stand dieser Wechselprozesse informieren. Der Marktplatz bietet darüber hinaus die Möglichkeit, auf Grundlage der zusammengeführten Stammdaten, Verträge etc. aktuell gültige aber auch in der Zukunft liegende Aktionen mit entsprechenden Vermerken anzuzeigen. Diese Funktion hat im Wesentlichen zum Ziel sicherzustellen, dass der Kunde nur gültige Wechsel anstoßen kann, d.h. solche, für die er die technischen Voraussetzungen erfüllt und die aus vertraglicher Sicht möglich sind.

Die effiziente Realisierung der Standard-GPKE und der WiM-Prozesse am E-Energy-Marktplatz wird in den relevanten Prozessschritten durch automatisiertes Bereitstellen von benötigten Informationen aus den Zählerdatenmanagementsystemen[42] in standardkonformer Weise gewährleistet. Konkret wurde im Projekt eine Vereinfachung des Lieferantenwechsel-Prozesses selbst bei interaktiver Beteiligung konzipiert. Somit kann ein kompletter Wechselprozess innerhalb von drei Werktagen abgeschlossen werden. Alle am Prozess beteiligten Akteure werden über Systemschnittstellen frühzeitig mit den erforderlichen Daten und Informationen versorgt, um jederzeit in die automatisierten Prozesse eingreifen zu können.

2.1.4 E-DeMa-Marktplatzsystem

Das E-DeMa-Marktplatzsystem ist eine der zentralen System-Komponenten, die zur Umsetzung des E-DeMa-Konzepts benötigt werden; entsprechend große Aufmerksamkeit hat die Umsetzung und Ausgestaltung des Marktplatzes in allen Projektphasen erfahren.

Grundsätzlich und mit Blick auf das „Szenario 2020“ handelt es sich primär um eine Plattform für elektrischen Strom, die als zentrale Informationsschnittstelle („*Informationsdrehscheibe*“) für alle Marktteilnehmer und Marktrollen dient und dadurch Möglichkeiten für vereinfachte, schnellere Markt- und Geschäftsprozesse sowie erhöhte (Kunden-)Transparenz schafft, um aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive eine höhere Energieeffizienz und aus einzelwirtschaftlicher Perspektive verbesserte Wertschöpfungspotenziale für die Marktteilnehmer zu erreichen. Hierzu bedarf es eines „Zusammenspiels“ des eigentlichen Marktplatzsystems mit anderen Teilen des E-DeMa-Konzepts:

- Aktive Teilnahme aller Akteure (inkl. der heute passiven Endkunden) am Markt und Einbindung neuer Marktrollen (z.B. Aggregatoren mit und ohne eigene Systemlandschaft)
- Vereinfachte Geschäftsprozesse durch Integration verschiedener Fremd- und Drittsysteme (z.B. ZDM).
- Unterstützung neuer innovativer Produkte und Tarife: Verbesserte Energieeffizienz und neue Steuerungsmöglichkeiten z.B. durch Unterstützung von zeit- und leistungsvariablen Tarifen.
- Integration zusätzlicher (externer) Services zur Steigerung der Energieeffizienz

[42] Zählerdatenmanagementsysteme (ZDMS) sind Middleware, die bereits heute eingesetzt werden, um aus der Masse an Zählerdaten (neben der Kernfunktion der Zählwerterfassung, Korrektur und Speicherung umfasst das Zählerdatenmanagement auch Funktionen zur Verwaltung der Zähler selbst und u.U. der Zählpunkte) nutzbare Informationen für unterschiedliche Anwendungen in nachgelagerten Systemen aufzubereiten und in standardkonformer Weise bereitzustellen. Siehe hierzu auch Kap. B.2.3.6

Um alle diese positiven Wirkungen zu entfalten, muss der Marktplatz basierend auf den konzeptionellen Vorstellungen und im Austausch mit diesen geeignet gestaltet werden. Insofern kommt der grundsätzlichen Architektur des Marktplatzes große Bedeutung zu bzw. ihre Ausgestaltung stellte eine der zentralen Aufgaben des Konsortiums dar.

Generelle Anforderungen an die Markplatzarchitektur

Auf Basis der formulierten Ziele sowie zur Umsetzung der im E-DeMa-Konzept angelegten Ideen zur Einbindung/Aktivierung heute passiver Endkunden ergeben sich folgende generelle Anforderungen an eine Marktplatzarchitektur:

Der Marktplatz ist eine so genannte „Datendrehscheibe". D.h. er speichert und verarbeitet die Stammdaten und Zählerdaten (Bewegungsdaten) der anzuschließenden Endkunden. Er ermöglicht darüber hinaus den Akteuren, die mit den Endkunden in Geschäftsbeziehungen treten wollen, das Einstellen und Abwickeln von Produkten sowie die automatisierte Durchführung von Prozessen unter Einbindung der Systeme dieser und anderer Akteure/Marktteilnehmer. Insofern muss der Marktplatz offene Schnittstellen zur Verfügung stellen, die

- die Integration existierender Systeme und Services,
- die Unterstützung marktkonformer Kommunikation

ermöglichen.

Der Markplatz ist insofern die zentrale integrative Komponente des E-DeMa-Konzepts. Die Architektur ist daher so anzulegen, dass der Marktplatz geeignet ist, mit hohem Datenaufkommen, hohen Zugriffsraten und datenschutzrechtlicher Verantwortung umzugehen. Der Marktplatz bedarf hierzu einer hohen Funktionsvielfalt, denn er unterstützt energiewirtschaftliche Prozesse, wie sie heute durch die BNetzA festgelegt sind. Dabei ist dieser ist in seiner grundsätzlichen Architektur, die alle heute bekannten Marktrollen einschließt, aber so flexibel aufgebaut, dass er auch sehr schnell und komfortabel an andere/neue Prozesse oder Fristen angepasst werden kann. Dies bedeutet zugleich, dass besondere Anforderungen an die Skalierbarkeit, Ausfallsicherheit und Datensicherheit bestehen:

- Die Umsetzung des Marktplatzes als Mehrschichtarchitektur mit klarer Trennung zwischen Präsentationsschicht, Business Logik und Datenhaltung sowie
- Eine sichere und robuste Kommunikation.

Der Marktplatz muss darüber hinaus der Integration sowie Umsetzung von neuen Services, neuartigen, sich ständig ändernden Produkten und Prozessen in der Energiewirtschaft gerecht werden und in seiner Funktionalität leicht anpassbar sein. D.h. der Marktplatz muss durch eine klare Architektur leicht erweiterbar sein und wenn möglich, muss sein Systemverhalten über Modelle (Regeln, Prozessmodelle) änderbar sein. So können Verhaltensweisen ohne weiteren Programmieraufwand konfiguriert bzw. geändert werden. Eine essentielle Basis dafür ist ein **Datenmodell**, das die Erweiterung mit zukünftigen Funktionen erlaubt.

In der Abbildung B-15 sind die prinzipiellen Ebenen der Marktplatzarchitektur dargestellt. In der Architektur wird klar getrennt zwischen der Visualisierungsebene im Sinne eines User-Interface (UI) für die verschiedenen Akteure, die das System nutzen, der Funktionsebene (Business Logic), der Datenebene (Database) und der Ebene zur Anbindung externer Systeme (External Systems).

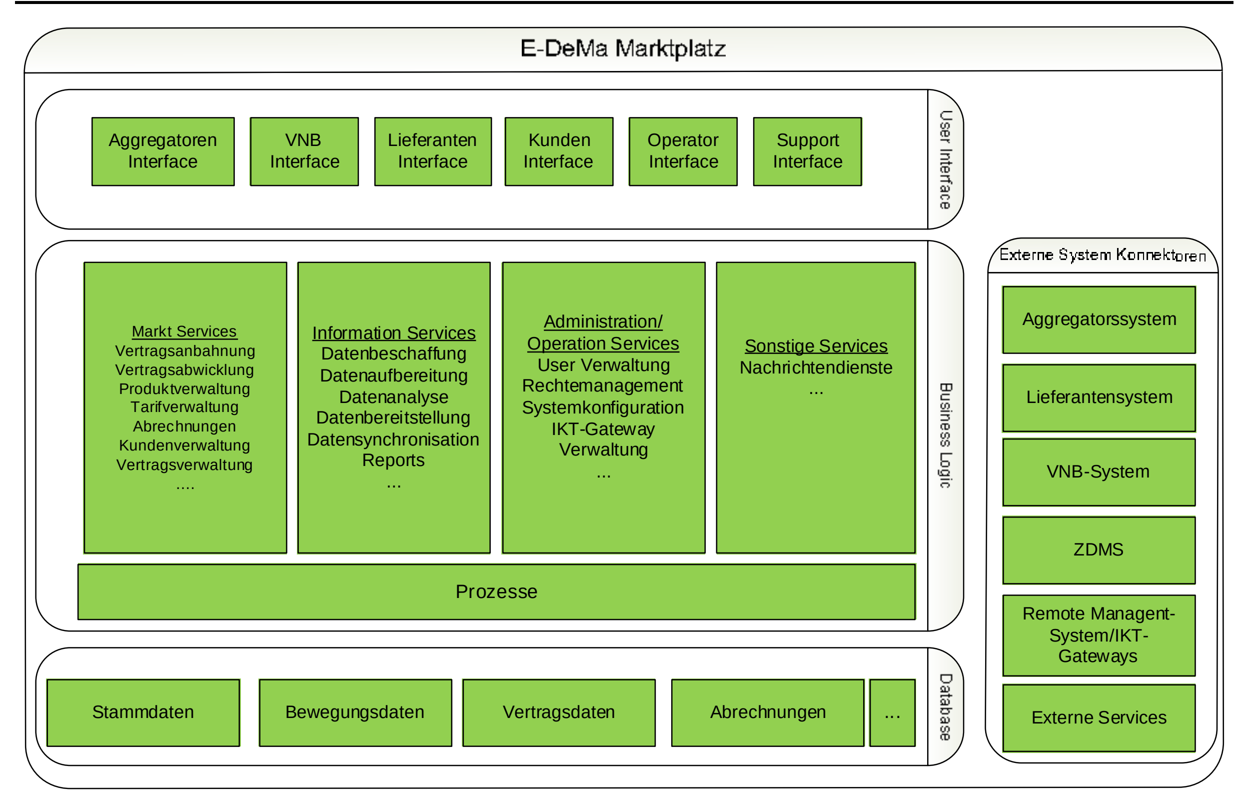


Abbildung B-15: Prinzipielle Ebenen der Mehrschichtarchitektur des Marktplatzes

Die Visualisierungsebene hat zur Aufgabe, unterschiedliche User-Interface-Technologien, unterschiedliche Geräte, unterschiedliche Designs, unterschiedliche Ausgabeformate (Excel, PDF, XML, HTML,…) sowie unterschiedliche UIs entsprechend der jeweiligen (Markt-)Rolle zu unterstützen.

Die Funktionsebene erlaubt die Definition von Zugriffen, Systemverhalten etc. über Regeln, die von einer **Rule Engine** interpretiert werden. Zur Abbildung aller benötigten Prozesse wird das **Business Rules Management Framework** verwendet, das es durch seine grafische Darstellung der Prozesse ermöglicht, mit Fachexperten zusammenzuarbeiten, um die Prozesse zu gestalten oder zu ändern.

Auf der Datenebene wurden auf Basis eines generischen Datenmodels die Daten strukturiert und stehen zur Verwendung für die Marktplatzfunktionen bereit. Im Datenmodell wurden z.B. die unterschiedlichen energiewirtschaftlichen(Markt-) Rollen, die unterschiedlichen Produktbausteine (siehe Kapitel 2.1.1), Stammdaten etc. abgebildet und zueinander in Beziehung gesetzt.

Als notwendige Ergänzung der Marktplatzarchitektur hat sich frühzeitig auch eine Ebene zur Integration von Fremdsystemen (External Systems) erwiesen, da eine Konfrontation mit existierenden Systemen absehbar ist. Der Marktplatz ist insofern so anzulegen, dass dieser für die Anbindung dritter Systeme geeignet ist, die die einzelnen Parteien unterhalten, die mit dem Marktplatz interagieren. Hierzu hat das Konsortium auf bestehenden Standards wie z.B. JMS/XML zurückgegriffen. Darüber hinaus wurde die Entwicklung von Marktplatz-Adaptoren (Protokoll-Umwandler) angestoßen, die es grundsätzlich ermöglichen, Systeme einzubinden, die nicht die im Projekt definierten Schnittstellen unterstützen

2.1.5 E-DeMa Gateways

Im Rahmen der Überlegungen des Konsortiums wurde es frühzeitig als sinnvoll erkannt, bestimmte (kommunikative) Funktionalitäten, die die Anbindung der Prosumer an die E-DeMa-Systeme erreichen sollen, über sog. **Gateways** darzustellen. D.h. das E-DeMa-Konsortium geht insbesondere bezüglich des „Szenarios 2020“ davon aus, dass alle Zählpunkte mit einer im Vergleich zum Status quo deutlich aufgerüsteten Infrastruktur versehen sind, die eine Teilnahme am E-DeMa-Marktplatz grundsätzlich ermöglicht.[43]

2.1.5.1 IKT-GW1

Mit einer im Vergleich zum Status quo deutlich aufgerüsteten Infrastruktur verfügen alle Zählpunkte[44] wenigstens über einen elektronischen Stromzähler (oder sofern mehrere Medien ausgelesen werden sollen auch weitere elektronische Messgeräte), der mit einem physisch abgesetzten „Smart Meter“-Gateway verbunden ist oder als integriertes System (Zähler und Gateway als One-Solution-Box) betrieben wird. Dieses Gateway wird im Kontext von E-DeMa als IKT-GW1 bezeichnet und ist geeignet, die Einbindung des Zählers in ein oder mehrere Kommunikationsnetze sicherzustellen, bestimmte Sicherheitsfunktionen auszuüben usw. (siehe Abbildung B-16). Das IKT-GW1 entspricht damit weitgehend den Aufgaben/Funktionalitäten, die seitens des BSI für ein Gateway beschrieben wurden, welches in Verbindung mit einer Messeinrichtung ein intelligentes Messsystem bildet (vgl. §§ 21b-i EnWG, 2013). Da die Arbeiten des BSI bis zum Start des Feldversuchs nicht beendet waren, konnten die BSI-Anforderungen nicht umfänglich abgebildet werden; sie sind aber grundsätzlich angelegt worden (zu den implementierten Sicherheitsfunktionen s.u.).

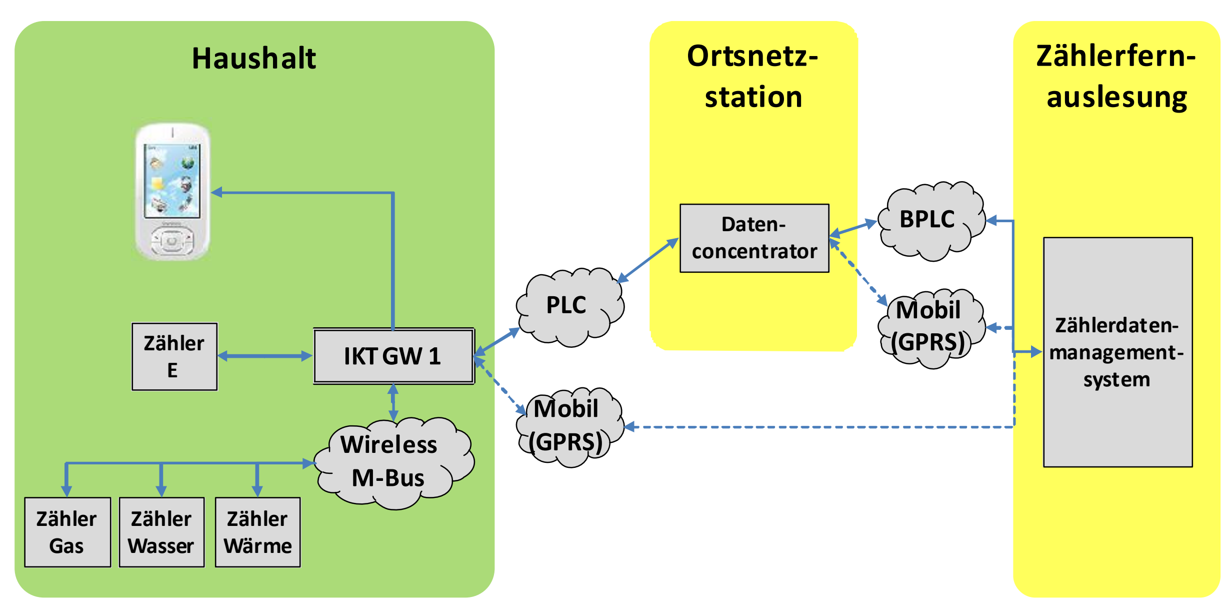


Abbildung B-16: Integration intelligenter Zähler über verschiedene Kommunikationswege in die E-DeMa-Architektur

[43] Hiermit verbindet sich keine Aussage über eine seitens E-DeMa vermutete Vorteilhaftigkeit eines Smart Meter Roll-Outs; vielmehr handelt es sich um eine Annahme, die geeignet erscheint, die Überlegungen für ein „Szenario 2020“ in einem wesentlichen Punkt zu vereinfachen.

[44] Ein Zählpunkt bezeichnet im Netz die Stelle, an der eine Versorgungsleistung (Strom, Gas, Wärme, Wasser) an einen Verbraucher übergeben wird bzw. von einem Einspeiser bezogen wird. Jeder Zählpunkt wird durch einen eindeutigen Bezeichner identifiziert und ist im Allgemeinen mit einem Zähler ausgestattet (physischer Zählpunkt). Darüber hinaus können auch mehrere Zählpunkte zu einem virtuellen Zählpunkt zusammengefasst werden.

Wesentliche Anforderungen, die durch dieses Gateway-Konzept erfüllt werden sollen, sind:

- Weitestgehender Investitionsschutz durch technische Entkopplung der Messtechnik von der schnelllebigen Weitverkehrskommunikation bei gleichzeitiger Einhaltung eichrechtlicher Vorgaben im Umgang mit abrechnungsrelevanten Messwerten
- Integration aller Sparten (Strom, Gas, Wasser und ggf. Wärme)
- Bereitstellung der Informations-Infrastruktur für künftige Dienste
- Direkter Zugriff durch Privatkunden auf die Messwerte mittels standardisierter Technik (PC, Inhouse-Display etc.)

Wesentlicher Treiber für eine Erweiterung der Messsysteme gegenüber dem MUC-Konzept waren im E-DeMa-Konsortium die Anforderungen bzgl. der Stromprodukte für Haushaltskunden, die über heute am Markt bereits angebotene Produkte hinausgehen und daher einerseits eine flexible Anpassung der Zählwerterfassung (z.B. hinsichtlich Abtastrate, Auslesehäufigkeit) an diese Produkte ermöglichen, andererseits jedoch dem Haushaltskunden eine wahlfreie Visualisierung seiner aktuellen Verbrauchsdaten sowie der von ihm gewählten Tarife (siehe Kap. 2.1.1) erlaubt.

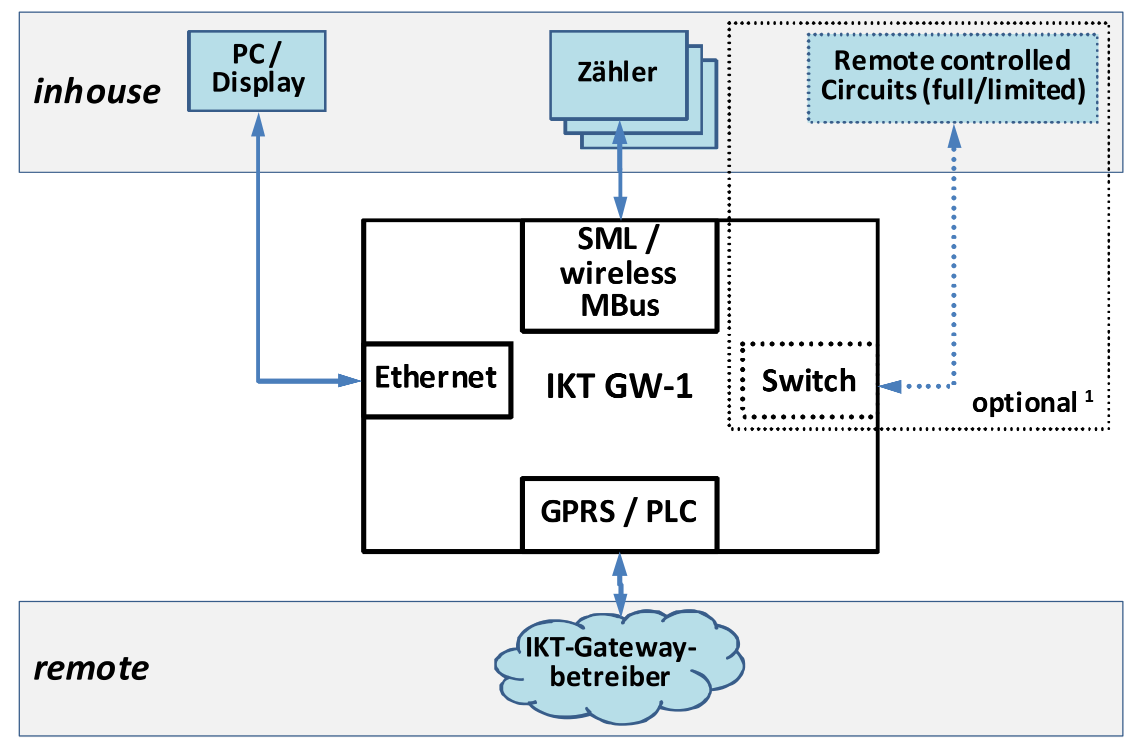


Abbildung B-17: Architektur des IKT-GW1

Abbildung B-17 zeigt schematisch die Architektur des Gateways IKT-GW1 und seine Schnittstellen zu anderen Funktionsblöcken, die gemäß der E-DeMa-Referenzarchitektur ausgeprägt wurden (siehe Kap. 2.1.6.). Ausgehend von den Spezifikationen zur Multi Utility Communication[45] wurden standardisierte Schnittstellen eingesetzt, um entsprechend dem Einsatzziel als massenmarkttaugliches Produkt für die Kommunikation marktgängige Standardprodukte einsetzen zu können. Eine Anbindung des Kundendisplay/Kunden-PC sowohl drahtgebunden als auch drahtlos über handelsübliche Funkadapter

[45] Lastenheft MUC - Multi Utility Communication, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), August 2009

oder PLC-Adapter wird über eine Ethernet-Schnittstelle ermöglicht. Damit ergab sich für die Installation in den Kundenhaushalten eine höchstmögliche Flexibilität bzgl. der sehr heterogenen örtlichen Gegebenheiten.

Die in Abbildung B-17 dargestellte optionale Schaltschnittstelle (Switch) wurde in Lasten- und Pflichtenheft adressiert und konzeptionell behandelt, jedoch im Feldversuch nicht realisiert. Diese Schnittstelle könnte dem Netzbetreiber zukünftig die Realisierung von Netzsicherheitsfunktionen erlauben, in deren Rahmen er z.B. Haushalte für einen selektiven Lastabwurf abschaltet.

Konstruktiv lässt das E-DeMa-Konzept an dieser Stelle bewusst offen, ob die Funktionsbaugruppen „Stromzähler“ und „IKT-GW1“ in einem Gehäuse integriert oder in getrennten Gehäusen aufgebaut werden. Damit wird den Ausprägungen am Markt Rechnung getragen, auf dem heute bereits ähnliche Lösungen sowohl integriert als auch getrennt erhältlich sind. Für eine integrierte Lösung sprechen dabei installationstechnische Gründe; so wird eine integrierte Lösung wesentlich einfacher in einen Zählerplatz einzubauen sein und bei entsprechender Integrationsdichte weniger Platz in Anspruch nehmen. Für eine getrennte Lösung spricht eine bessere Update- und Upgrade-Fähigkeit des Gateways, die z.B. durch Entwicklungen im Zusammenhang mit Datenschutz und Datensicherheit (siehe BSI-Schutzprofil) eine große Bedeutung gewonnen hat.

2.1.5.2 IKT-GW2

Darüber hinaus wurde im Rahmen des E-DeMa Projekts ein weiteres Gateway konzipiert und im weiteren Vorgehen auch im Feldversuch erprobt, das sich an der Informations- und Kommunikationsschnittstelle zwischen den (vorhandenen) Inhouse-Kommunikationsnetzwerk und -komponenten, sowie extern steuernden und verwaltenden Systemkomponenten befindet (IKT-GW2). Dieses IKT-GW2 wird seitens E-DeMa als integraler Bestandteil eines (künftigen) Smart-Home-Netzwerkes verstanden und ist daher immer in ein bestehendes Kundennetzwerk einzubinden. Seine Hauptaufgabe besteht darin, Kommunikation und Steuerungseingriffe zu ermöglichen, die weit über die Möglichkeiten des Messsystems und des IKT-GW1 hinausgehen. [46]

Die genauen funktionellen Anforderungen wurden in einem detaillierten Lasten- und Pflichtenheft [47] spezifiziert. Nachfolgende Abbildung gruppiert in anschaulicher Form die 5 verschiedenen realisierten Funktionsgebiete des IKT-GW2:

- Öffentliche Anbindung an einen Marktplatz sowie an ein Netzmanagementsystem bzgl. Control & Management, Administration sowie Informationsaustausch
- Lastmanagement und Ansteuerung von Haushaltsgeräten
- Erfassung von spartenübergreifenden Smart-Metering-Informationen
- Ansteuerung dezentraler Energieerzeuger wie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie die Erfassungen deren Kenngrößen
- Kundenanwendungen

[46] Die Realisation des IKT-GW2 ist innerhalb von E-DeMa in einer separaten physischen Einheit erfolgt. Dies muss jedoch nicht zwingend der Fall sein, sondern war im Wesentlichen einer entwicklungspraktischen Erleichterung geschuldet, da es nicht notwendig war, die beiden GWs konstruktiv zu vereinigen.
[47] „Pflichtenheft Prototypische Realisierung des IKT-Gateway 2. E-DeMa-Konsortium, Deliverable D4.1“

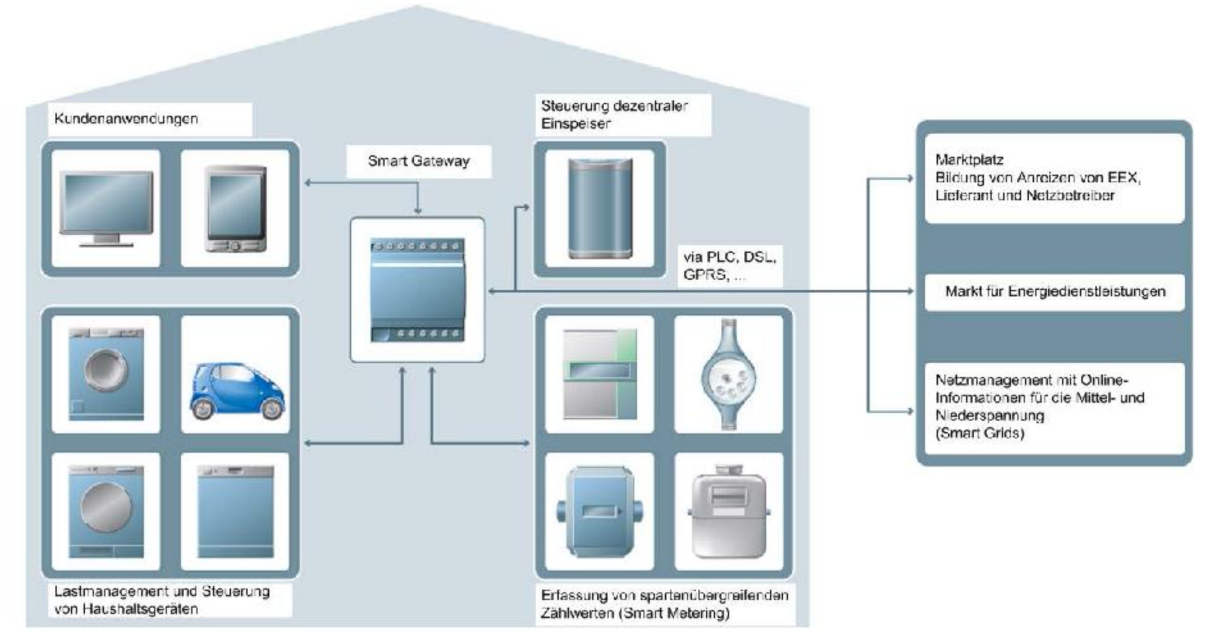


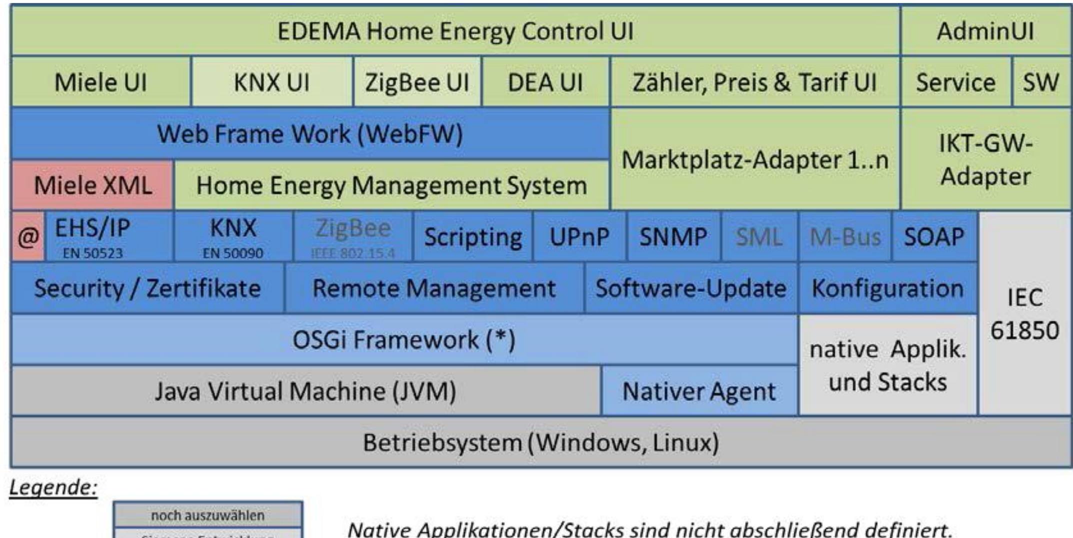
Abbildung B-18: Funktionen des Smart Gateway / IKT-GW2

Zur Umsetzung des IKT-GW2 hat sich das E-DeMa Konsortium für eine modulare OSGi Softwarearchitektur[48] entschieden, da so eine hardwareunabhängige Realisierung ermöglicht und ebenfalls die modulare Erweiterbarkeit während des laufenden Betriebs gewährleistet wird.

Dazu wurde eine auf dem Markt verfügbar Standardhardware ausgewählt, die den Anforderungen an ein Embedded System bzgl. CPU Power, ausreichendem Arbeitsspeicher, niedrigem Stromverbrauch, Temperaturrobustheit sowie eine Vielfalt an unterschiedlichen Interfaces in einem vernünftigen Preis-Leistungsverhältnis genügt. Diesbezüglich wurde explizit nicht eine in allen Belangen optimierte kosteneffiziente Hardware in Betracht gezogen sondern aus dem Blickwinkel eines Feldversuches der kompakte Industrie-PC MPC20/L der Fa. Kontron ausgewählt, der sich mit einer hohen Flexibilität im Form von unterschiedlichen Interfaces, einem kleinen Geräteformfaktur und vor allem durch einen lüfterlosen Betrieb auszeichnet. Die gewählte Plattform erfüllt somit alle Anforderungen für die im Feldversuch spezifizierten Komponenten und bietet im Hinblick auf zukünftige dedizierte und integrierte Systemausprägungen eine Evaluierungsplattform.

Auf Basis eines Windows embedded XP wurde dabei der für E-DeMa angepasste mBS (emBedded Server - OSGi-Implementierung für Embedded Devices und Gateways) der Firma ProSyst mit allen benötigten Modulen in die Architektur des IKT-GW2 eingebettet. Um einen späteren entfernten Updateprozess zu ermöglichen, wurden verschiedene Partitionen für das Betriebssystem, der Runtime und der Systemkonfiguration erstellt, damit ohne Anpassung im laufenden Prozess neue Softwareversionen aufgespielt werden können. Die Anbindung der verschiedenen Geräte im Haushalt wird grundsätzlich über das als heterogen anzunehmende Kundennetzwerk realisiert. Eine Ausnahme in dieser Hinsicht bildet die Anbindung der AMIS-Zähler in der Modellregion Krefeld; für diese Zähler war frühzeitig bekannt, dass sie über einen Wireless M-Bus (wMBus-USB-Dongle) mit dem IKT-GW2 kommunizieren würden.

[48] http://www.osgi.org/



Legende:

noch auszuwählen
Siemens-Entwicklung
ProSyst Basis-Produkt
ProSyst Basis-Modul
Miele Basis-Modul
ProSyst Basis-Modul (tbd)
EDEMA-Modul
EDEMA-Option

Native Applikationen/Stacks sind nicht abschließend definiert.
Ggf. nötig im Bereich Security, im Zusammenspiel mit dem OS.

(*) Der Native Agent mBSA (mBedded System Agent) setzt als OSGi Framework mBS (mBedded Server) voraus.

Abbildung B-19: Architektur des IKT-GW2

Über den Breitband-Internetzugang des Kunden kann das IKT-GW2 mit dem E-DeMa Back-End (mPRM) Kontakt aufnehmen. In der DMZ steht hierfür der mPRM[49] zur Verfügung, über welchen ein Administrator alle Gateways entfernt verwalten, konfigurieren und aktualisieren kann (siehe hierzu auch Kap.2.3.4.). Des Weiteren dient er dem Marktplatz als Nachrichtenvermittler für die abstrahierte Kommunikation zwischen Marktplatz und den jeweiligen IKT-GW2 über JMS-Nachrichten (s. Kap. 2.3.5.).

2.1.5.3 Sicherheitsfunktionen (Protection Profile)

Die IKT-Gateways stellen als dezentrale Komponenten der E-DeMa-Systemarchitektur die in der Fläche verteilte Schnittstelle zum Prosumer dar. Da auf den Gateways im Regelfall schützenswerte persönliche Daten der Endnutzer wie Zählerstände oder Lastprofile verarbeitet oder gespeichert werden, müssen hier Mindeststandards des Datenschutzes erfüllt werden, was sich unter anderem in spezifischen Anforderungen an die IT-Sicherheit der Geräte niederschlägt. Neben der Erfüllung verpflichtender, gesetzlicherer Anforderungen wurde durch Implementierung eines sicheren Basissystems der erhöhten Sensibilisierung der Verbraucher auf dem Gebiet des Datenschutzes Rechnung getragen.

Da in den IKT-Gateways Mess- und Steuerdaten von Verbrauchern und dezentralen Erzeugungsanlagen verarbeitet und mit hinterlagerten Überwachungs- und Regelsystemen auf höherer Systemebene ausgetauscht werden, müssen auch die Gateways selbst die relevanten IT-Sicherheitsanforderungen für Komponenten der Prozessteuerungsinfrastruktur der Energieversorgung erfüllen. Die betrachteten Bedrohungsszenarien reichen von Fehlschaltungen in einzelnen Haushalten oder auf Ebene einiger weniger Ortsnetzstationen bis hin zu gezielten Angriffen, die sich über die Manipulation von Messdaten oder Steuerbefehlen auf ganze Netzgebiete auswirken und somit auch die Netzstabilität in größeren Versorgungsgebieten gefährden könnten. Im Hinblick auf die im „Szenario 2020“ angestrebte Lastregelung sowie die hier vorgesehenen Erzeugungs- und Lastabwurfskapazitäten in der Größenordnung

[49] Der mPRM (mPower Remote Manager) ist eine leistungsfähige Plattform (Backend System), die die gesicherte Fernadministration und das Management aller OSGi-kompatiblen Geräte und Gateways ermöglicht. Dieses umfasst u.a. entsprechende Dienste wie Fern-Updates der Gerätesoftware (z.B. Firmware IKT-GW2), Fernwartung und Fehlerdiagnose, Datenauslese u. Informationsdienste. Siehe hierzu auch Kap. 2.3.5

von mehreren Gigawatt muss hier ein ausreichendes Sicherheitsniveau und eine hinreichende Verfügbarkeit der Gesamtsystems gewährleistet werden können.

Analog zu den bei Energieversorgern etablierten Verfahren für IKT-Systeme im Prozessumfeld wurden zunächst eine Schutzbedarfs- und eine Risikoanalyse für die Gateway-Systeme unter Betrachtung der direkt angrenzenden Infrastruktursysteme erstellt. Hierbei wurde differenziert zwischen dem Schutzbedarf eines Einzelsystems und dem Schutzbedarf der gesamten Gateway-Installation eines Gateway-Betreibers. Während für ein Einzelsystem insgesamt ein normaler Schutzbedarf identifiziert wurde, ergibt sich für die Gesamtinstallation ein hoher Schutzbedarf. Als Basisschutzmaßnahmen wurden die Anforderungen des BDEW-Papiers „Whitepaper für sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme“ erstmalig im Umfeld von „Smart Metering/Smart Grid“ angewendet. Auf den Gebieten, für die ein erhöhter Schutzbedarf festgestellt wurde, wurden in Ergänzung zu den im Whitepaper definierten Basismaßnahmen Zusatzmaßnahmen entwickelt, um die erhöhten Risiken speziell zu adressieren und auf ein tragbares Maß zu mindern. Hierzu wurden Maßnahmenpakete definiert, die allgemeine und grundlegende Sicherheitsanforderungen festlegen. Die Maßnahmenpakete betreffen dabei neben rein technischen Implementierungsaspekten der Gateway-Funktionen auch die Systemumgebung sowie Betriebs- und Wartungsprozesse durch den Gateway-Betreiber oder Fremdfirmen. Die spezifische Ausgestaltung und Detaillierung der einzelnen Anforderungen an die Gateway-Systeme erfolgte in Abhängigkeit zu den Geräten konkret zu nutzenden Technologien in den E-DeMa-Lasten- bzw. Pflichtenheften.

Die Sicherheitsanalyse sowie die sich hieraus ableitenden Anforderungen und zu treffenden Maßnahmen wurden in einem „Protection Profile for an IKT Gateway“ erfasst. Dieses „Protection Profile for an IKT Gateway“ definiert als eigenständiges Dokument in Form eines zum internationalen Common Criteria Standard (ISO/IEC 15408) konformen Schutzprofils die an das Gateway zu stellenden Sicherheitsanforderungen. Das Schutzprofil wurde dem *Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik* zur Zertifizierung vorgelegt, damit Gateway-Hersteller ihre Produkte offiziell evaluieren lassen können.[50] Im Schutzprofil sind nur die direkt in den Gateways umzusetzenden funktionalen Sicherheits-Anforderungen explizit spezifiziert. Zusätzlich werden Annahmen über Sicherheitsfunktionen gemacht, die außerhalb der Gateway-Komponente sichergestellt werden müssen. Die externen Sicherheitsanforderungen, die teilweise in der vorliegenden Sicherheitsbetrachtung aus der Schutzbedarfs- und Risikoanalyse abgeleitet werden, beziehen sich einerseits auf die im Arbeitspaket 3 des Projekts definierten, durch den Gateway-Betreiber umzusetzenden Prozesse und anderseits auf in der Gateway-Systemumgebung (wie dem Weiterverkehrsnetz oder in zentralen Steuerungs- und Managementsystemen) zu realisierende Anforderungen.[51]

[50] Das insofern seitens E-DeMa vorgeprägte Schutzprofil hat die nunmehr beim BSI laufenden Arbeiten zu einem Schutzprofil für ein Smart Meter Gateway (BSI-CC-PP-0073) und die dazugehörigen Technischen Richtlinien etc. zumindest mit angestoßen. Vgl. zu den Arbeiten des BSI https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/Schutzprofil_Gateway/schutzprofil_smart_meter_gateway_node.html
[51] „Sichere Betriebsprozesse“, E-DeMa Projektbericht D3.3, November 2009

Die wichtigsten aus der vorliegenden Sicherheitsanalyse abgeleiteten Maßnahmen betreffen:

- die Sicherung der Datenübertragung, insbesondere für Steuerungsdaten;
- eine umfassende Härtung der Gateways;
- die Zertifizierung von Softwarekomponenten Dritter;
- sichere Updateprozesse;
- ein Rechte- und Zugriffsmanagement für die einzelnen Softwarekomponenten;
- die Sicherung der WAN-Schnittstelle sowie
- die Etablierung von Sicherheitskonzepten für den Betrieb der Gateways sowie für die WAN-Infrastruktur und die zentralen Systeme.

2.1.6 E-DeMa Referenzarchitektur

Parallel zur Architektur des Marktplatzes hat das Konsortium eine Gesamtarchitektur für das Projekt E-DeMa entwickelt, die zunächst wieder das „Szenario 2020" in den Blick genommen hat und ausgehend vom grundlegenden Konzept und dem Gedanken einer „Datendrehscheibe" die E-DeMa-Welt vor allem in informationstechnischer Hinsicht vollständig beschreibt.

Ausgehend von den im „Szenario 2020" zu erwartenden Kommunikationsanforderungen ist daher das E-DeMa-Referenzarchitekturbild (siehe Abbildung B-20) abgeleitet worden. Ziel dieser abstrakten Darstellung ist eine Definition eindeutiger Bezugspunkte zwischen einzelnen Komponenten, um anhand der Schnittstellen die Informationsflüsse zwischen den Systemkomponenten, z.B. zwischen IKT-Gateway und einem Marktplatzsystem zu identifizieren.

Die dargestellten Beziehungen zwischen den Komponenten spiegeln jedoch keine layer-spezifische Zuordnung wider, sondern umfassen regelmäßig eine layer-übergreifende Beziehung. Die Schnittstellen können somit in unterschiedlicher Ausprägung vorliegen, z.B. kann für ein Interface IF X.Y als physikalische Übertragungstechnologie eine Funktechnologie zum Einsatz kommen, die Transportschicht nutzt z.B. TCP/IP und auf Applikationsebene werden spezifische E-DeMa Web Services eingesetzt.

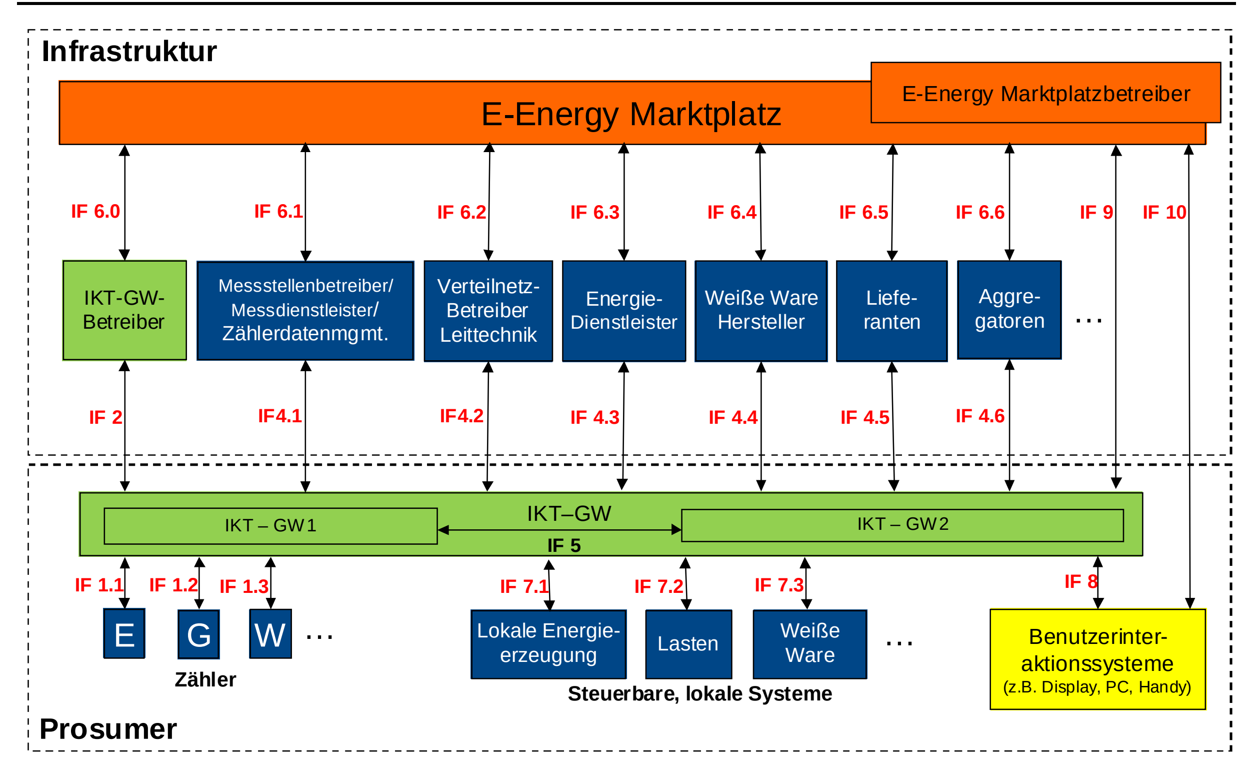


Abbildung B-20: Referenzarchitektur E-DeMa

Hierbei ist zu beachten, dass das Architekturbild mit Blick auf das „Szenario 2020“ keine konkrete Realisierung beschreibt, d.h. Schnittstellen und Teilsysteme können gegebenenfalls zusammengefasst werden oder entfallen. Weiterhin sind alternative Ausprägungen einer Schnittstelle denkbar, z.B. IF X.0, IF X.1, etc.

Um eine Gruppierung der Teilsysteme zu ermöglichen, wurde folgendes Farbschema eingeführt:

- Energiemarktplatzsysteme (orange): Umfasst die Energiemarktplatzsysteme und die Energiemarktplatzbetreiber
- Nutzer des Energiemarktplatzes (blau): Systeme, die sich an den Energie-Handelsgeschäften auf dem Marktplatz beteiligen und über das IKT-Gateway Dienste nutzen, z.B. Zählersystem, lokale Systeme (Weiße Ware, Lokale Energieerzeugung), Verteilnetzbetreiber (VNB), Aggregatoren, etc.
- IKT-Gateway-Betreibersysteme (grün): IKT-Gateway-Betreibersysteme stellen die Kommunikationsinfrastruktur zu den IKT-Gateway-Systemen zur Verfügung und können Firmware Updates sowie Administration und Parametrisierung eines IKT-Gateways durchführen
- Benutzerinteraktionssysteme (gelb): Benutzerinteraktionssysteme auf Prosumerseite ermöglichen dem Prosumer den Zugang zum E-DeMa Energiemarktplatz

Zur Vermeidung einer „Inflation“ von Schnittstellen werden konzeptionell mehrere Schnittstellen zwischen Komponentengruppen zusammengefasst, z.B. werden alle Schnittstellen zwischen Zählern und dem IKT-Gateway mit IF 1.N bezeichnet. Zusätzlich werden alle Schnittstellen zwischen den lokalen Systemen und dem IKT-Gateway mit IF 7.N bezeichnet. Hieraus resultieren die 10 E-DeMa-Schnittstellen (-gruppen), die in Tabelle B-9 dargestellt sind.[52] Im Rahmen der detaillierten Systemspezifikation

[52] Eine weiterführende Beschreibung der Schnittstellen ist im E-DeMa AP2 Projektbericht “Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur“ zu finden.

wird eine Detaillierung der Schnittstellen mit z.B. IF1.1, IF1.2 angestrebt, um eine spezifische Ausprägung zu kennzeichnen.

Tabelle B-9: E-DeMa Schnittstellen

Schnittstelle	Kurzbeschreibung
IF 1.N	Schnittstellen zwischen E-,W-,G-Zählern und IKT-GW
IF 2	Schnittstelle zwischen IKT-GWs und IKT-GW-Betreibersystemen für administrative Aufgaben
IF 3	Reserviert für künftige Aufgaben (derzeit wird davon ausgegangen, dass alle Systeme per Marktplatz über Schnittstellen IF 6.X zu IF 6.Y kommunizieren)
IF 4.N	Schnittstellen zwischen IKT-GWs und Infrastruktursystemen
IF 5	Schnittstelle (lokal) zwischen IKT-GWs
IF 6.N	Schnittstellen zwischen den Infrastruktursystemen und dem E-Energy-Marktplatz
IF 7.N	Schnittstellen zwischen IKT-GWs und steuerbaren Energiesystemen des Prosumers
IF 8	Schnittstelle zwischen Benutzerinteraktionssystemen und dem IKT-Gateway
IF 9	Schnittstelle zwischen IKT-GWs und E-Energy-Marktplatz
IF 10	Schnittstelle zwischen Benutzerinteraktionssystemen und E-Energy-Marktplatz für die Teilnahme am Marktplatz

Die Kommunikationskanäle zwischen Infrastruktur und Prosumer bzw. IKT-Gateway können über öffentlich zugängliche Kommunikationsnetze (z.B. GPRS, LTE, ISDN, DSL, Glasfaser, etc.) oder über spezifische IKT-Betreiberkommunikationsnetze (z.B. (B)-PLC, CDMA450) betrieben werden. Für die Kommunikation im Inhouse-Bereich kommen ebenfalls verschiedene Optionen in Betracht. So bieten sich neben drahtgebunden Varianten (z.B. (B)-PLC, Bussysteme, Ethernet) auch drahtlose Vernetzungskonzepte (z.B. WLAN oder ZigBee) zur Nutzung an.

Aus der Referenzarchitektur können des Weiteren konkrete Nutzungsszenarien abgeleitet werden, wobei einzelne Schnittstellen je nach Betriebsmodell wegfallen können. Hierbei spiegelt das Architekturbild üblicherweise drei zu erwartende Betriebsmodelle wider, wobei diese keine zwangsläufigen Vorgaben für das tatsächliche E-DeMa-Gesamtsystem darstellen:

- Die Rollen IKT-Gateway-Betreiber und Messstellenbetreiber fallen zusammen (Betriebsmodell 1)
- Ein unabhängiger IKT-Gateway-Betreiber stellt die Infrastruktur zum Zugriff auf die Messstellen einem oder mehreren Messstellenbetreibern zu Verfügung (Betriebsmodell 2)
- Der Prosumer betreibt das IKT-Gateway in eigener Verantwortung (Betriebsmodell 3)

Die vorgestellte Referenzarchitektur bildet zu diesem Zwecke ein Grundgerüst für die durchgeführte E-DeMa-Systemspezifikation. Die konsolidierte Version (v12) wurde projektintern abgestimmt und eine Veröffentlichung des Ergebnisses wurde über das Projekt hinaus zur Verfügung gestellt[53].

Definition der Architektur und Interfaces basierend auf einer detaillierten Anforderungsanalyse

Des Weiteren wurden die Anforderungen an die E-DeMa-Kommunikationsinfrastruktur erarbeitet und in Form einer Anforderungsanalyse definiert bzw. aufbereitet.[54]

Zunächst wurde eine Basis grundlegender Anforderungen definiert, deren Erfüllung vorausgesetzt wird und die den eigentlichen Funktionsumfang der E-DeMa-Komponenten darstellen. Aufgrund dessen wurden detaillierte Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur abgeleitet. Weiterhin wurden grundsätzliche Anforderungen an die Kommunikationsprotokolle zur Abdeckung der geforderten Funktionen gestellt und grundlegende Sicherheitsfunktionen, sowie wirtschaftliche Faktoren zur Realisierung der E-DeMa-Systemarchitektur definiert.

Für die Auswahl der Kommunikationsarchitektur wurden im weiteren Verlauf Anforderungsfelder erarbeitet. Eine Aufteilung dieser Anforderungsfelder ergibt sich in fünf verschiedene Unterkategorien wie folgt:

- Quality of Service (QoS): Die Anforderungen im Bereich „Quality of Service“ stellen grundlegende Anforderungen an die Realisierung der Interfaces innerhalb der Kommunikationsarchitektur. Aus diesen Anforderungen wurde im weiteren Verlauf des Arbeitspakets 2 die Tabelle „quantitative Anforderungskriterien pro Interface“ abgeleitet, deren Inhalt grundlegende Bewertungskriterien zur Auswahl der realisierten Protokolle darstellen.
- Kommunikationsanforderungen: In Absprache mit den Arbeitspaketen 5 und 6 wurden für das Unterkapitel „Kommunikationsanforderungen“ zentrale Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur gestellt. Hierzu gehören Anforderungen an die Verfügbarkeit von Messwerten und Zustandsinformationen, die Möglichkeit der Übertragung gesammelter Daten, sowie die mittlere durchschnittliche Reaktionszeit zwischen Absetzen des Befehls in einer zentralen Instanz (z.B. der Leittechnik) und dem Eintreffen der Antwort.
- Datenvolumen & zeitliche Rahmenbedingungen: Die erwarteten Datenvolumina wurden, insofern es in einem so frühen Stadium des Projektes möglich ist, abgeschätzt und in Zusammenhang mit den vermuteten Kommunikationsströmen aufsummiert. Hieraus ergab sich eine erste grobe Abschätzung der auftretenden Datenmengen, die als Grundlage zur späteren Dimensionierung der Kommunikationsarchitektur genutzt wird. Die entstandene Tabelle ist in ihrem vollen Umfang in der Projektdokumentation abgebildet und dient im weiteren Verlauf des Arbeitspaketes unter anderem als Grundlage zur Erstellung des späteren mathematischen Modells, durch das eine erste grobe Einschätzung ggf. entstehender Kommunikationsengpässe möglich ist. Diese Ergebnisse werden im weiteren Verlauf von Arbeitspaket 2 durch die Simulationen der Hochschulen im Projekt überprüft und validiert.
- Priorisierung des Datenaustauschs: Zur Priorisierung des Datenaustauschs werden im Arbeitspaket 2 vier verschiedene Priorisierungsklassen verwendet zu denen eine Zuordnung der zu

[5353] C. Wietfeld, C. Müller, J. Schmutzler, S. Fries, A. Heidenreich and H. -. Hof, "ICT Reference Architecture Design based on Requirements for Future Energy Marketplaces", Proceedings of the 1st IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm 2010), Gaithersburg, Maryland, USA, Oct 2010, pp. 315-320.
[54] „Anforderungen an die E-DeMa Kommunikationsinfrastruktur“, E-DeMa AP2 Projektbericht D2.1, August 2009

übertragenden Daten erfolgt. Diese Zuordnung garantiert bei ggf. entstehenden kommunikationstechnischen Engpässen die Übertragung wichtiger Dateninhalte.

- Datensicherheit: Verschiedene Anforderungen an den Themenbereich Datensicherheit / IT-Security wurden gestellt und den zu übertragenden Daten zugeordnet. Hierbei wurde auf die Einhaltung von vorgegebenen Randbedingungen geachtet, sowie den Anforderungen nach Datenschutz im Umgang mit personen-bezogenen Daten und wirtschaftlichen Aspekten zum Betrieb im Zuge der Datensicherheit Rechnung getragen. Weiterhin wurden die Anforderungen den entsprechenden Kommunikationskomponenten zugewiesen und so im E-DeMa-Kontext eingeordnet.

Für die Realisierung eines wirtschaftlichen Betriebes wurden weiterhin Systemanforderungen definiert, um die zu spezifizierende Kommunikationsinfrastruktur ohne erhöhten Anpassungsaufwand in die bestehende Kommunikationsinfrastruktur der Modellregionen integrieren zu können. Hierzu sollte das vom Gesetzgeber definierte Marktmodell unter Beachtung der Marktrollen abgebildet und die Komponenten IKT-Gateway, Stromzähler, Gaszähler, Wasserzähler und Sub-Metering durch unterschiedliche juristische Personen diskriminierungsfrei betrieben werden können.

Die hieraus resultierenden Randbedingungen wurden definiert und aufgezeigt. Sie sehen insbesondere den Einsatz von IP als Netzwerkprotokoll sowie die Notwendigkeit der Spezifikation standardisierter Schnittstellen zwischen den einzelnen E-DeMa-Komponenten vor.

Entsprechend der definierten Anforderungskriterien an die Kommunikationsinfrastruktur, der zu übertragendenden Dateninhalte und den dazugehörigen Partnern wurden im weiteren Verlauf des ersten Arbeitsschrittes zwei mögliche Nutzungsszenarien erarbeitet und auftretende Datenübertragungen auf Grund der definierten Anforderungen und Abschätzungen aufgezeigt.

Beide Varianten unterscheiden sich dabei grundsätzlich in der vorausgesetzten Infrastruktur und betrachten sowohl eine in sich geschlossene IKT-Gateway-Infrastruktur als auch eine direkte Kommunikation zwischen IKT-Gateway und E-DeMa-Marktplatz.

IKT-Infrastruktur und -Systemkomponenten

Werden alle bisher diskutierten Komponenten und Funktionen zusammengefasst, so ergibt sich eine dedizierte E-DeMa-Architektur. Diese berücksichtigt verschiedene Komponenten, die sich sowohl im Inhouse-Bereich bei den Prosumern befinden, als auch verschiedene Backend-Systeme, die miteinander über entsprechende Zugangs- und Inhouse-Netze verbunden sind. Die E-DeMa-Architektur basiert auf drei zentralen Komponenten: den Inhouse-Gateways für das Smart Metering (IKT-GW1), das Energiemanagement (IKT-GW2) und dem E-DeMa-Marktplatz als zentrale Backend-Komponente. Des Weiteren befinden sich die Systeme der Aggregatoren, des VNB, etc. im Backend, die mittels E-DeMa-Marktplatz Dienste für den Verbraucher zur Verfügung stellen (vgl. hierzu auch Kapitel 2.1.1.).

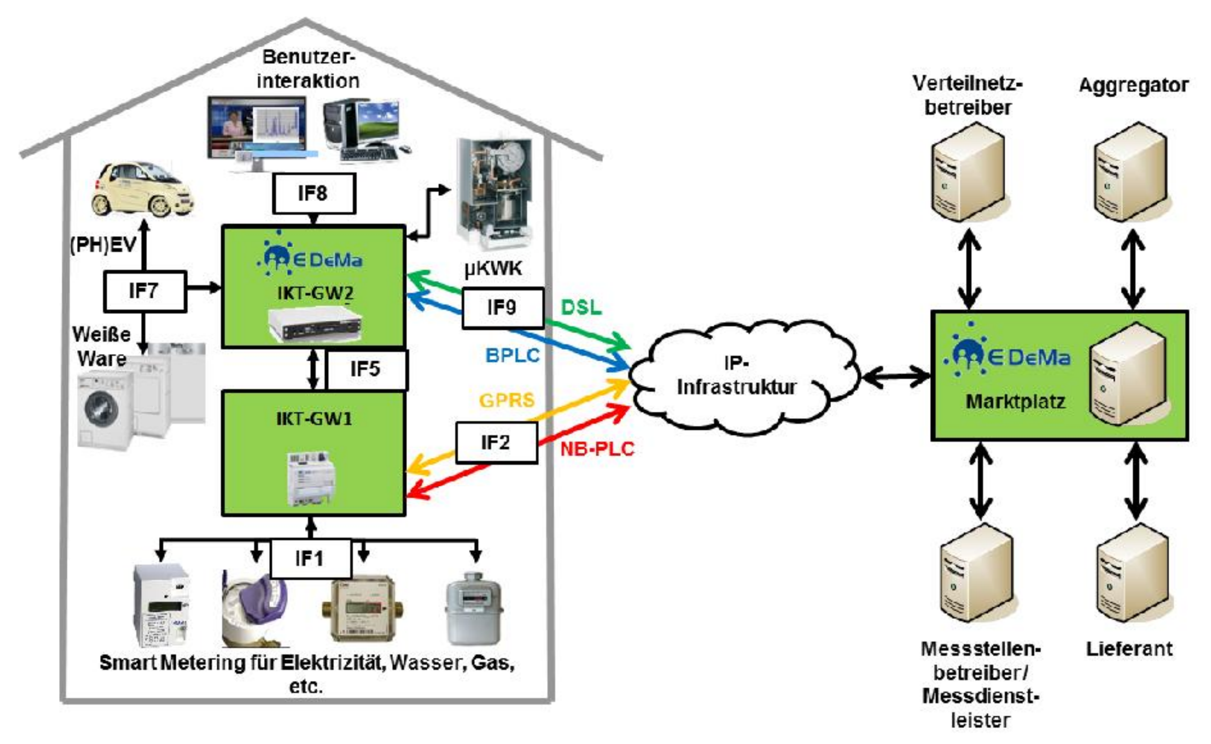


Abbildung B-21: Zusammenfassung der E-DeMa Komponenten und Systemarchitektur

Im Inhouse-Bereich werden mit einem modularen Systemkonzept unterschiedliche technische Ausprägungen realisiert. So wird die grundlegende Funktionalität zur Teilnahme am E-DeMa-Marktplatz durch ein spartenübergreifendes IKT-GW1 realisiert, welches jeweils die Zählwerte Geräte zur Messung von Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme aggregiert und über ein dediziertes Zugangsnetz an den MSB/MDL überträgt.

Aus Sicht von E-DeMa hat es sich darüber hinaus als sinnvoll erwiesen, für bestimmte Funktionalitäten/Kommunikationsbedürfnisse mit dem IKT-GW2 ein weiteres Gateway vorzusehen (vgl. hierzu auch die Ausführungen in 2.1.4.). In Fällen, in denen ein solches IKT-GW2 zum Einsatz kommt, wird eine detailliertere Bereitstellung der Mess-Daten im Inhouse-Bereich zum Benutzerinteraktionssystem gewährleistet. Das IKT-GW2 erweitert insofern die Funktionalitäten der Smart Metering-Installation und bietet zusätzlich Mehrwertdienste wie die tarifabhängige indirekte Laststeuerung und die direkte Laststeuerung mittels Bereitstellung von verschiebbaren Lasten. Die Konnektivität zwischen IKT-GW2 und E-DeMa-Marktplatz wird mittels IP-basierter Breitband-Kommunikation realisiert, wodurch sowohl Konzepte zur Mehrdienstenutzung von Breitbandheimanschlüssen, als auch dedizierte Infrastrukturen abgebildet werden können.

Diese Architektur kann auf unterschiedliche Weise realisiert werden. Eine mögliche Realisierung der Infrastruktur für die Modellregion und für zukünftige Szenarien wurde detailliert in einer Veröffentlichung beschrieben und die Leistungsfähigkeit dedizierter Kommunikationsinfrastrukturen und Breitbandmehrwertdiensten analysiert und bewertet. [55] Ebenfalls wurden im Inhouse-Bereich verschie-

[55] N. Langhammer, C. Müller, S. Kreutz, H.-J. Belitz, D. König, R. Kays, C. Wietfeld and C. Rehtanz, "Zuverlässige Integration intelligenter Laststeuerung und dezentraler Energieerzeugung im E-Energy Projekt E-DeMa", Tagungsband des VDE Kongress 2012: Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, Germany, Nov 2012, pp. 1-6.

dene Vernetzungskonzepte für die Anbindung der Smart Meter, der intelligenten Lasten und der dezentralen Energieerzeugung evaluiert. Neben vorhandenen Technologien (z. B. Wireless M-Bus) wurden bei E-DeMa auch alternative Vernetzungstechnologien (z. B. (B)-PLC oder ZigBee) untersucht.

2.1.7 Aggregator-System

Die in das E-DeMa-Konzept eingeführte (neue) Marktrolle des Aggregators stellt eine der wesentlichen Innovationen des Konsortiums dar, da von dieser neuen Rolle wesentliche Impulse für das Auffinden und Nutzbarmachen zusätzlicher Flexibilitäten gerade auch im Bereich der Endkunden erwartet werden. Entsprechend große Aufmerksamkeit hat die Ausgestaltung der für die Umsetzung des Produkts „Aggregation" notwendigen Systeme durch das E-DeMa-Konsortium erfahren.

Ein Aggregatorsystem besteht in seiner Zielkonzeption für das „Szenario 2020" aus zwei Teilkomponenten: dem Aggregator-Handelssystem und dem Aggregator-Leitsystem. Während das Aggregator-Leitsystem für die technische Vertragsabwicklung verantwortlich ist, übernimmt das Aggregator-Handelssystem die abrechnungsrelevanten Aufgaben (Vertragsabrechnung).

Das Handelssystem steht zur Vertragsanbahnung und -verwaltung über eine Schnittstelle in direkter Verbindung mit dem Marktplatz und dient dazu, am Marktplatz zu dokumentieren, dass ein Kunde einen Vertrag mit einem Aggregator geschlossen hat. Dabei ist dieser Aggregator innerhalb der konzeptionellen Umsetzung von E-DeMa grundsätzlich eine andere, dritte Partei. D.h. er könnte zwar i.d.R. auch identisch sein mit dem Lieferanten des jeweiligen Kunden; innerhalb der E-DeMa-Szenarien wird aber regelmäßig angenommen, dass er dies nicht ist. Die Vertragsbeziehungen, die auf dem Marktplatz abgebildet werden, sind insofern nicht auf Geschäfte zwischen Unternehmen und Endkunden (Business to Customer - B2C) beschränkt, sondern am Marktplatz werden auch Geschäfte zwischen Unternehmen (Business to Business – B2B) abgewickelt. So kann der Aggregator bspw. seine (aggregierte) Dienstleistung, die in der Erhöhung oder Minderung der Last bestehen kann, an Dritte veräußern und sich hierzu des Marktplatzes bedienen.

Im theoretischen Ideal ergibt sich dann folgendes Zusammenspiel der Beteiligten bzw. Zusammenwirken der B2C und B2B-Funktion des Marktplatzes: Ein Endkunde vereinbart ein Aggregatorprodukt auf der B2C-Ebene.[56] Der Aggregator bündelt nun die verfügbaren Einzelflexibilitäten zu einem Produkt, das bspw. dem VNB auf der B2B Ebene angeboten werden kann.[57] Kommt es zu einem Vertragsabschluss zwischen VNB und Aggregator (Aggregator Handelssystem), befähigt der Aggregator das Leitsystem unter Berücksichtigung vertraglicher Randbedingungen (z.B. Art der Anlage, max. Anzahl von Schalthandlungen, etc.), so dass das Produkt vom VNB abgerufen und durch das Leitsystem umgesetzt werden kann.

Um die zu einem B2B-Vertrag gehörenden B2C-Verträge und dessen Rahmenbedingungen dem Aggregatorleistsystem mitzuteilen, generiert der Marktplatz (speziell die Komponente: Aggregator-Handelssystem) auf Basis der B2C-Vertragsdaten für jeden B2B-Vertrag eine Liste zugehöriger verfügbarer Leistungsflexibilitäten. Der VNB kann nun die im Rahmen des B2B-Vertrages vereinbarte Leistungsflexibilität abrufen, ohne B2C-Verträge zwischen dem Aggregator und seinen Kunden zu verletzen, denn in der dynamisch aktualisierbaren Liste ist das gewichtete Potenzial (kW) an Flexibilitäten der einzelnen Kunden (referenziert über deren jeweiligen IKT-GW2-ID) gespeichert. Die Gewichtung bestimmt die

[56] Dies wären aus Sicht der im Feldversuch zum Einsatz kommenden Musterprodukte z.B. E-DeMa.Komplex oder E-DeMa.Flex.
[57] Wiederum ist dieses Vorgehen für das „Szenario 2012" als Regelfall angenommen worden.

Reihenfolge in der das Leitsystem die kontrahierten Lasten abrufen soll. Dies kann für eine gleichmäßige Verteilung (Abrufe werden vergütet) in Fällen sorgen, in denen in Summe mehr Flexibilität zur Verfügung steht als benötigt wird. Für Kunden mit gleichem ‚Rating' legt hingegen das Leitsystem selbst die Auswahl fest und aktiviert im Falle eines Abrufs seitens des VNB über die IEC61850 Schnittstelle zum IKT-GW2 die zu verschiebende Last. Den Erfüllungsgrad eines Abrufs meldet das Leitsystem wiederum in Form von Reports zu Abrechnungszwecken der betroffenen B2C- bzw. B2B-Verträge an den Marktplatz (Aggregator-Handelssystem).

Für den Anwendungsfall ergibt sich dann folgende Interaktionskette: Wenn ein Vertrag durch den VNB am Aggregatorleitsystem abgerufen wurde, und die IKT-Gateways die Schaltaufforderungen erhalten haben, übermittelt das Aggregatorleitsystem das Protokoll des Vorgangs dem Marktplatz, so dass die Abrufe entsprechend den Verträgen überwacht und vergütet werden können.

2.1.8 Zählerdatenmanagementsystem

Die Zählerdatenmanagementsysteme (ZDMS) sind Middleware, die bereits heute eingesetzt werden, um aus der Masse an Zählerdaten nutzbare Informationen für unterschiedliche Anwendungen in nachgelagerten Systemen aufzubereiten und in standardkonformer Weise bereitzustellen. Ihre Bedeutung für die Steuerung des künftigen Energiesystems und für die massenmarktkonforme Belieferung von Endkunden wird daher in Zukunft zunehmen – bspw. infolge eines (selektiven) Roll-outs von intelligenten Messsystemen. Mit Blick auf das „Szenario 2020" wurde seitens des Projekts E-DeMa bereits zu Beginn der Projektarbeit eine detaillierte Anforderungsanalyse durchgeführt. Diese hat deutlich gezeigt, dass eine modulare Architektur für ZDMS unabdingbar ist. Nicht nur der technische Fortschritt im Bereich Smart Metering und Smart Grid, sondern auch die rechtlichen Rahmenbedingungen durch die Liberalisierung des Messwesens, resultieren in Anforderungen, die sich in einem steten Wandel befinden. Die ZDMS müssen die unterschiedlichen Marktrollen in ihren energiewirtschaftlichen Aufgaben als Teilnehmer am E-Energy-Marktplatz unterstützen und dabei so gestaltet sein, dass Änderungen oder Erweiterungen der Aufgabenzuweisung schnell und ohne wesentliches Risiko für die laufenden Prozesse umgesetzt werden können.

Abbildung B-22 zeigt eine solche, für das „Szenario 2020" unabdingbare modulare, komponentenbasierte ZDM-Architektur, welche die folgenden Anwendungen und Systeme durch die Bereitstellung von handlungsrelevanten Informationen unterstützt:

- Marktplatzsystem, Lieferantensysteme, Aggregatorsysteme: Bildung der Abrechnungsdeterminanten bei flexibilisiertem Verbrauch bzw. dezentraler Einspeisung auf Basis von plausibilisierten und ggf. ersatzwertgebildeten Zählerdaten; Bereitstellung von Verbrauchsinformationen für genauere Beschaffungs-/Absatzprognosen (Lieferant) und höhere Energieeffizienz beim Verbraucher bzw. Einspeiseinformationen für Absatzprognose (Aggregator) und Prosumer.
- Verteilnetzleitsysteme: Verbrauchs- und Erzeugungsinformationen bereitstellen für genauere Netzlast-/Lastflussprognosen; Massenevents aus Zählpunkten filtern und aufbereiten zur Entlastung von Überwachungsanwendungen und zur genaueren Fehlerortung im Netz; Plausibilisierung und Ersatzwertbildung für abrechnungsrelevanten Zählerdaten für die Netznutzung und das Bilanzkreismanagement.
- Messstellenbetriebs-/Messdienstleistungssysteme: Rohmessdatenverarbeitung, Prozessautomatisierung durch Bereitstellen und Aufbereiten von Statusinformationen aus den Zählern für

Lifecycle-Management (Rollout und Aktivierung, Störungsmanagement, Auftragsmanagement, Stichprobenmanagement für Eichung, Erhebung von Key-Performance-Indikatoren) für einen effizienteren Messstellenbetrieb und Messdienstleistung.

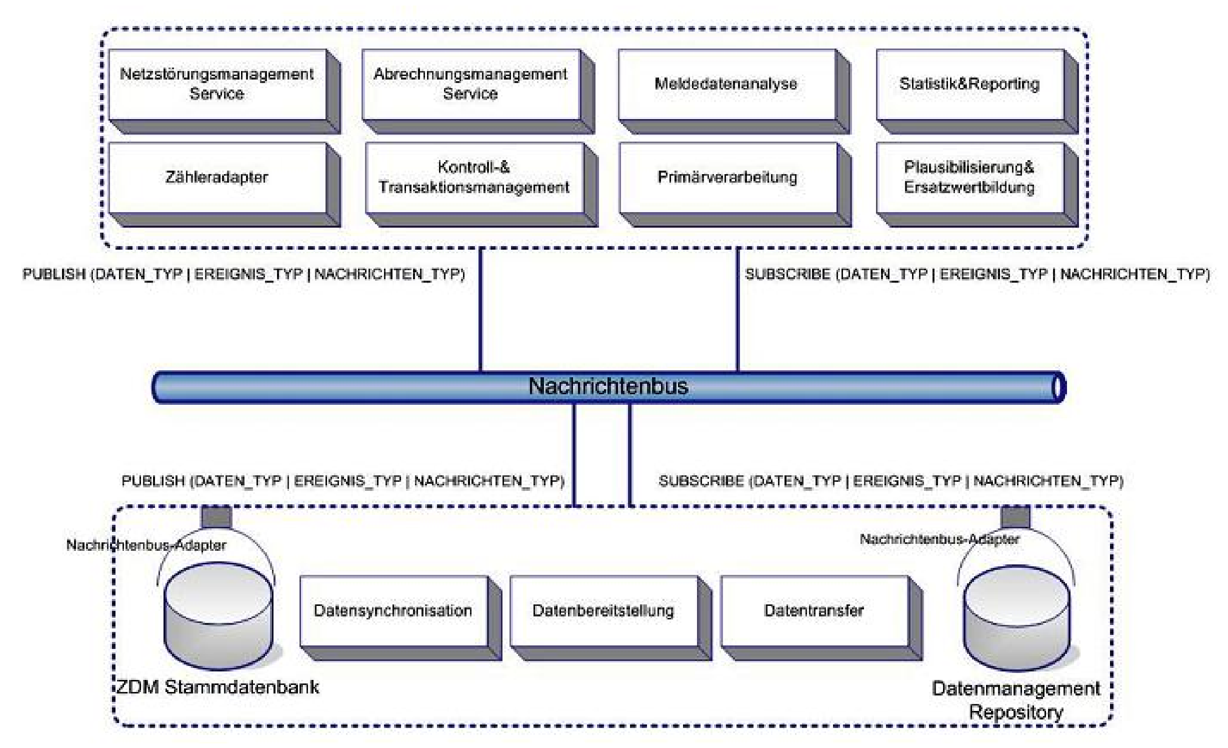


Abbildung B-22: Modulare ZDM-Architektur basierend auf einem Echtzeit-Nachrichtenbus

2.1.9 Elektrisches Verteilnetz

Schließlich hat sich das E-DeMa-Konsortium die Aufgabe gestellt, die im Rahmen einer vertieften Durchdringung der Elektrizitätsnetze und des Elektrizitätsmarktes mit IKT anfallenden Daten und Informationen sowie die zur Verfügung stehende Kommunikationsinfrastruktur auch für die künftige intelligente Steuerung der Stromverteilernetze im Sinne eines Smart Grid nutzbar zu machen.

Ein **Netzleitsystem** dient in der heutigen technischen Ausstattung der Elektrizitätsverteilernetze dazu, die technische Betriebsführung zu unterstützen, d.h. dem Leitwartenpersonal Entscheidungshilfen an die Hand zu geben und so weit wie möglich bei Routinearbeiten zu entlasten. Außerdem ist auf Störsituationen zu reagieren und steuernd in das Geschehen einzugreifen. Dazu müssen Informationen aus den zu überwachenden Prozessen in Echtzeit vorliegen, da insbesondere auf höheren Netzebenen ein Ausfall von Komponenten, der weiträumige Störungen nach sich ziehen könnte, zwingend zu verhindern ist. Mit der zunehmenden Dezentralisierung der Erzeugung, die mit der Energiewende einhergeht, werden derartige netzleitende Systeme auch auf den unterlagerten Netzebenen immer wichtiger. Um diesen Grundgedanken im Rahmen der Arbeiten des Konsortiums umzusetzen, wurden ausgehend von heutigen Systemen der **Netzleittechnik** bzw. der **Netzleitsysteme** künftige Anwendungsfälle (Use-Cases) aus Sicht des Verteilernetzbetreibers analysiert, welche sich aus dem bereits im Gang befindlichen Umbau des Energieversorgungsystems hin zu einer E-DeMa-Welt quasi zwangsläufig ergeben werden.

Netzleitsystem

Hierzu wurde das folgende Vorgehen gewählt: Zunächst wurde die Positionierung der Netzleittechnik in der E-DeMa-Systemarchitektur identifiziert, insbesondere wurden die wahrscheinlichen bzw. im Sinne der diskutierten Anwendungsfälle notwendigen Informationsflüsse identifiziert. Hierzu hat es sich als notwendig erwiesen, festzulegen, welche Informationen im proprietären Archivsystem des VNB im „Szenario 2020“ voraussichtlich vorgehalten werden. Proprietäres Archivsystem bedeutet hier, dass das E-DeMa Konsortium davon ausgeht, dass der VNB sich in bestimmten Fragen, die seine Verantwortung für den Betrieb der Netzinfrastruktur betreffen, nicht allein auf die Daten am E-DeMa-Marktplatz verlassen (können) wird, sondern vielmehr eigene – darüber hinaus auch andere – Daten (d.h. solche, deren Quelle nicht Endkunden sind) vorhalten wird. Diese können bei Bedarf auch anderen Interessenten zur Verfügung gestellt werden. Alle diese Daten nutzt der VNB, um in einem zunehmend dynamischeren System mithilfe eines Lastflussprogramms laufend und ereignis-getrieben Lastflussrechnungen vornehmen zu können, um so die derzeitigen aber auch absehbaren Belastungen der Netzinfrastruktur ex ante analysieren zu können und bspw. absehbare Grenzwertverletzungen durch geeignete (technische und marktliche) Maßnahmen verhindern zu können. Zu unterscheiden sind:

- VNB-Archivdaten werden – einmal abgespeichert – naturgemäß bis zur Löschung gar nicht mehr geändert. Der VNB hinterlegt in seinem eigenen Archivsystem nur Zählwerte aus den Ortnetzstationen und aus Umspannwerken. Zählwerte der IKT-GW werden annahmegemäß über ein ZDM archiviert und werden nur bei Bedarf abgeholt.
- VNB-Stammdaten (Konnektivität) geben wieder, wie die Netzelemente (z.B. Trafo, Leitung) miteinander verknüpft sind. Hierbei wird von wechselnden Schalterzuständen (dynamische Topologie) abstrahiert. Netzanschlussvertragsdaten bilden die Bedingungen ab, zu denen ein Netzanschlussnehmer und in dessen Folge auch die Nutzer des entsprechenden Anschlusses an das Versorgungsgebiet des VNB angebunden wurde. Zählpunktbezeichnungen sind eindeutige Identifikationen, die vom VNB einmalig bei Inbetriebnahme eines Netzanschlusses vergeben werden. Der VNB stellt diese Bezeichnungen allen interessierten Parteien mit Berechtigung zur Verfügung.
- VNB-Bewegungsdaten wie Messwerte und Schaltzustände werden vom Netzleitsystem des VNB übermittelt. Das ermöglicht die Berechnung der Lastflüsse in den verschiedenen Zweigen und somit die Ermittlung von Strom- und Spannungswerten auch an den Netzpunkten, die nicht gemessen werden. So können Engpässe ermittelt werden, denen dann z. B. durch Abruf von Aggregatorprodukten entgegengewirkt werden kann.

Die in Tabelle B-10 dargestellten Anwendungsfälle („Use Cases“, AWF) wurden auf Basis dieser Betrachtungen identifiziert, priorisiert und bezüglich der Modellierungstiefe bzw. des Erhebungsortes in Ortsnetzstation (ONS) bzw. IKT-Gateways, d.h. potenziell netzanschluss-scharf, kategorisiert.

Tabelle B-10: Anforderungen der AWF an die Modellierung

AWF-Nr.	Bezeichnung des Anwendungsfalles	Geforderte Modellierungstiefe der IKT-GWs im NS-Netz beim VNB
1	Beeinflussungssteuerung durch den VNB: Geschäft abschließen	n.a.
2	Dezentrale Einspeisung überwachen / steuern	ONS-genau
3	(Im Mittelspannungsnetz aufgetretene) Grenzwert-verletzung beheben	ONS-genau
4	Grenzwertverletzung durch dynamisches Preissignal vermeiden	ONS-genau
5	Beeinflussungssteuerung durch den VNB	ONS-genau
6	Betrachtungen zur Kostenoptimierung	ONS-genau
7	Hintergrund Optimierung	ONS-genau
8	Netzstörung beheben	IKT-genau / abgangsgenau
9	Technische Versorgungsqualität beurteilen können	IKT-genau
10	Prognosemodelle pflegen	ONS-genau
11	Last- und Einspeisedaten für Planung bereitstellen	nicht weiter verfolgt
12	Nichttechnische Verluste im Netz erkennen	ONS-genau
13	Spannungsfall im Niederspannungsnetz analysieren	IKT-genau
14	Technische Sperrung	nicht weiter verfolgt
15	Frequenzabhängiger Lastabwurf	nicht weiter verfolgt
16	Zustanddiagnose für Betriebsmittel mit Hilfe von IKT-Daten …	n.a.
17	Ersatz für die Rundsteuerung	n.a.
18	Maximumüberwachung bei Prosumern	n.a.

Zum besseren Verständnis werden im Folgenden einzelne Anwendungsfälle exemplarisch vorgestellt.

In Abbildung B-23 „AWF Steuerung dezentraler Einspeiser“ ist dick umrandet unten das „System IKT-GW“ gedacht, welches aus dem IKT-GW2 und den angeschlossenen Mess- und Zähleinrichtungen besteht. Für den Anwendungsfall ist im Rahmen der Überprüfung auf unerlaubte Lieferabweichungen eine minutengenaue Messung auf allen drei Phasen von Spannung, Wirk- und Blindleistung ausreichend. Sofern alle zum Anschluss an das IKT-GW zugelassenen Zähler diese Genauigkeit zulassen, kann auf separate Erfassung verzichtet werden. Um bei Bedarf den genauen Verlauf der Leistung nachvollziehen zu können, ist ein Ringpuffer erforderlich, der die gemessenen Werte über mindestens 2h speichert. Die Gesamtheit der erforderlichen Mess- und Speichereinrichtungen ist in Abbildung B-23 symbolisch durch eine Prozess-Komponente (P, Q, U Messung und Ringpuffer) dargestellt. Die Realisierung dieser Komponente ist gedanklich innerhalb des „System IKT-GW“ verschiebbar, d.h. sofern die Erzeugungsanlagen P-Q- und U-Messwerte zur Verfügung stellen, kann der Ringpuffer auch im IKT-Gateway abgebildet werden. Dies verringert den apparativen Aufwand.

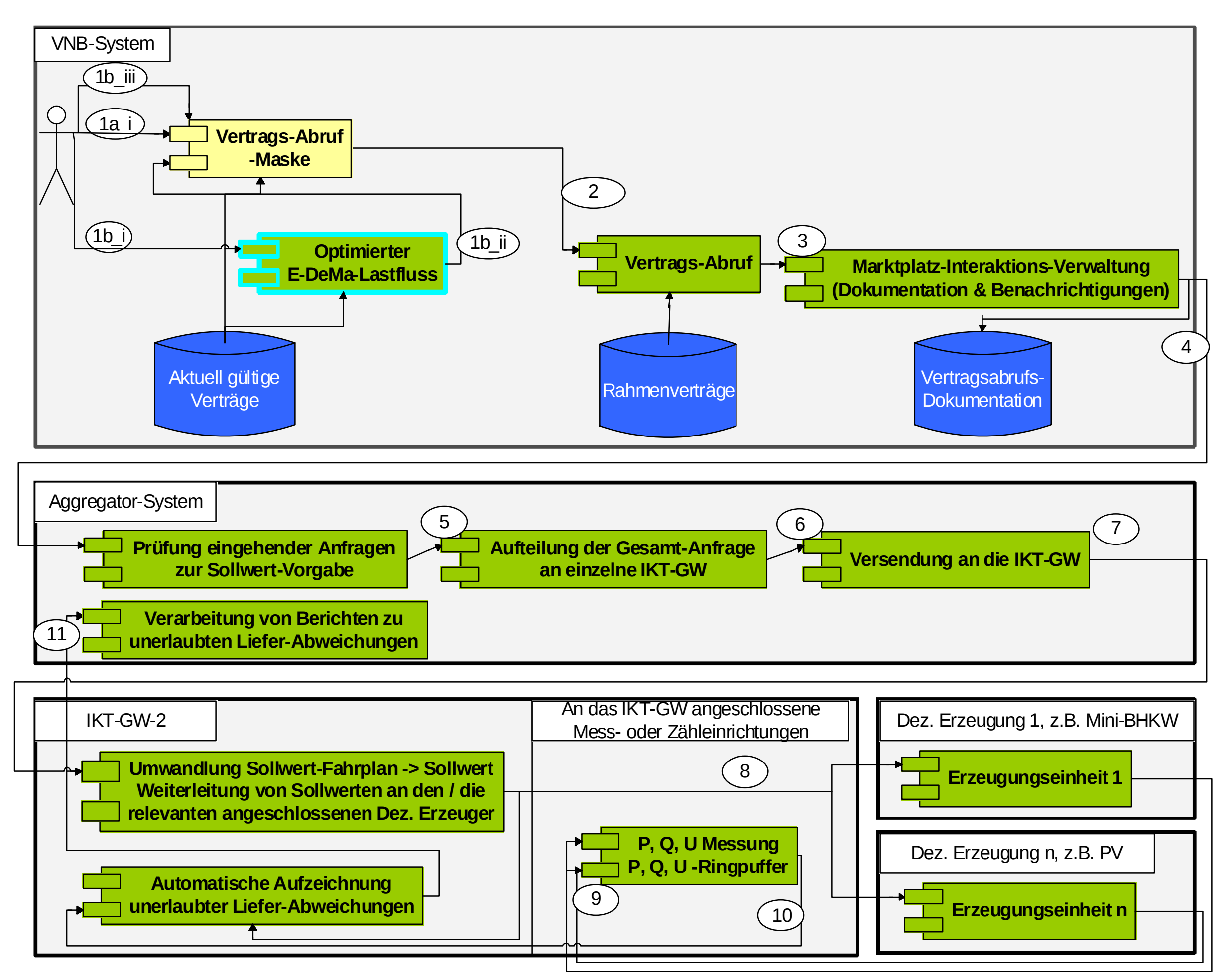


Abbildung B-23: AWF Steuerung dezentraler Einspeiser: Informationsflüsse

Zum besseren Verständnis seien für diesen AWF die Informationsflüsse im Detail erklärt. Interessant sind dabei in erster Linie die durch die neuen Komponenten zusätzlich verfügbaren Ergebnisse der Schritte 1 – 11:

- Im Feldversuch erfolgt die Vertragsauswahl nach einem vordefinierten Testfahrplan. Im Szenario 2020 schlägt hingegen der E-DeMa-Lastfluss optimierte Vertragskombinationen zum Abruf vor. Der Netzbetriebsführer wählt daraus aus. Es sei hier angenommen, dass der Abruf auch einen Vertrag vom Typ "Steuerung dezentraler Einspeiser" enthält.
- Der Vertragsabruf greift ggf. auf die Rahmenverträge zurück, um alle erforderlichen Informationen übermitteln zu können.
- Die Interaktionsverwaltung leitet den Vorgang formgerecht an das Aggregator-System weiter und archiviert ihn.
- Eingehende Anfragen zur Sollwertvorgabe werden einer formalen und inhaltlichen Eingangsprüfung unterzogen: Berechtigung, Gültigkeit der mitgesendeten IKT-GW-Identifizierungen, Berechtigung des Aggregators, diese IKT-GW anzusteuern, gelistetes IKT-GW hat dezentralen Einspeiser.

- Bei dieser Aufteilung muss auf aktuelle Messwerte aus IKT-GW2 (z.B. 1/4h) zurückgegriffen werden können. Diese müssen in Bezug gesetzt werden zur Maximal-/ Minimalleistung des betroffenen Einspeisers, um den relativen Arbeitspunkt und die daraus folgende zusätzliche Belastbarkeit zu ermitteln. Eine detaillierte Aufstellung, welche zusätzlichen Werte bei welchen dezentralen Einspeisern zur Vornahme der Leistungsaufteilung noch benötigt werden, ist noch zu erstellen. Generell sollte die Möglichkeit vorgesehen werden, jenseits der Wirk- und Blindleistungsmesswerte mindestens noch zwei weitere Messungen vom IKT-GW2 aus zu übertragen. Es wird deutlich, dass zur Leistungsaufteilung ein eigenes kleines Leitsystem benötigt wird, das ggf. von einem Dienstleister bereitgestellt wird.
- Zur tatsächlichen Versendung wird die Umsetzung von der technischen auf die physikalische Adresse benötigt; der Aggregator würde sich beim IKT-GW-Betreiber die nötigen "Credentials" holen und dann zur Versendung berechtigt und in der Lage sein. Wie Schritt 5 lässt sich auch diese Aufgabe auslagern, z.B. könnte sie der MSB/MDL als Dienstleistung für den Aggregator erbringen.
- Falls der Aggregator einen Fahrplan versendet hat, ist dieser im IKT-GW2 in Sollwerte umzuwandeln. Hierbei muss das IKT-GW2 in der Lage sein, Fahrpläne für bis zu drei angeschlossene dezentrale Einspeiser gleichzeitig zu verarbeiten und zuzuordnen.
- Die dezentrale Erzeugungseinheit wandelt den externen Sollwert in einen internen Sollwert um. Dies geschieht insbesondere unter Berücksichtigung nur lokal verfügbarer Informationen.
- Der Wirk- und Blindleistungsverlauf, sowie die Spannung werden phasengenau im Minutentakt aufgezeichnet und im Ringpuffer gespeichert.
- Der Sollwert-Verlauf wird - unter Berücksichtigung zulässiger Toleranzen und Zeitkonstanten - mit dem tatsächlich gemessenen Verlauf verglichen. Etwaige unerlaubte Abweichungen werden spontan dem Aggregator und dem MSB/MDL gemeldet.
- Der Aggregator wertet die Berichte aus und zieht ggf. Konsequenzen für: Abrechnung / Reklamation, Veränderung der aktuellen und ggf. zukünftiger Sollwertaufteilungen, Benachrichtigung betroffener Parteien, je nach Relevanz der Abweichung.

Abbildung B-24 stellt die Informationsflüsse des AWF „Grenzwertverletzung beheben“ dar. Er wird ohne Benutzerinteraktion automatisch durch einen Alarm ausgelöst. Dieser repräsentiert eine Grenzwertverletzung (Spannung, Strom, oder abgeleitete Größen) im elektrischen Netz.

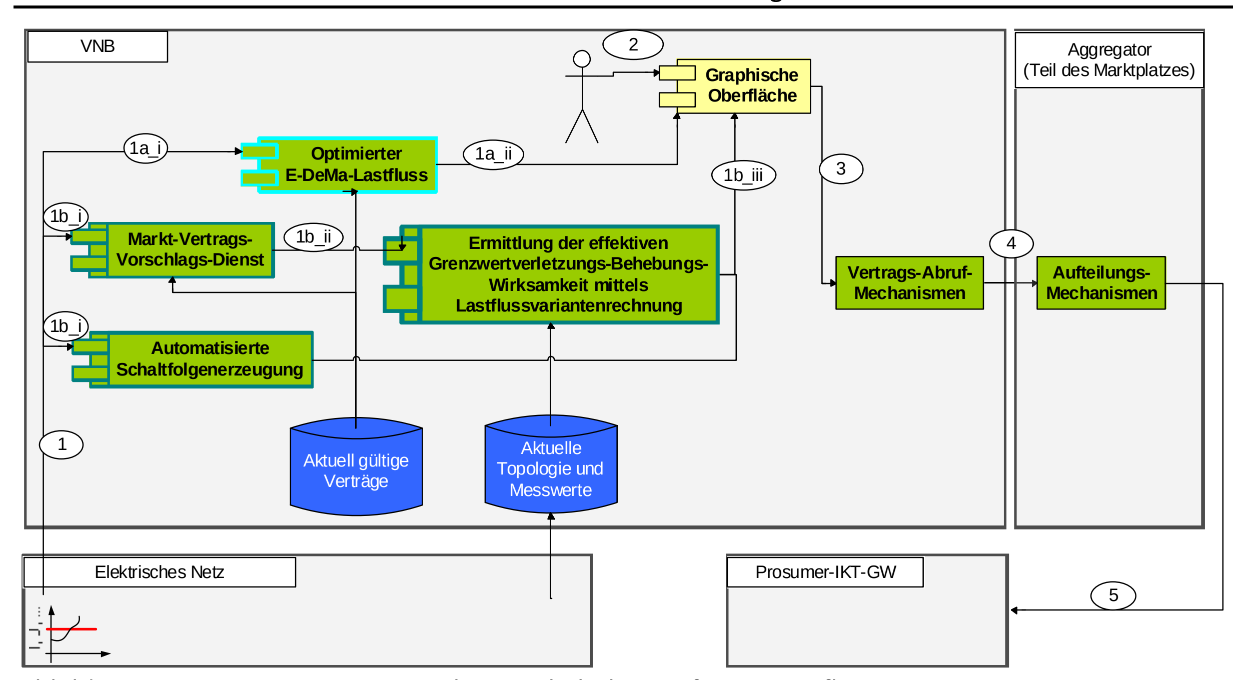


Abbildung B-24: AWF Grenzwertverletzung beheben: Informationsflüsse

Der AWF Beeinflussungssteuerung durch den VNB hat zwei unterschiedliche Ausprägungen:

- Abruf von Schaltflexibilitäten
- Preissignale

Der Informationsfluss für den Abruf von Schaltflexibilitäten ist ähnlich zur AWF-Steuerung dezentraler Einspeiser (Abbildung B-23), denn auch hier ist vom Aggregator ein Summen-Signal für eine IKT-GW-Liste in einzelne Signale an Elemente dieser Liste umzusetzen. Die Variante der Beeinflussungssteuerung über Preissignale verläuft hingegen analog zum vorgeschalteten Kontrahieren dieser Systemdienstleistungen. Obwohl es sich dabei vorwiegend um konventionelles Verwalten von Verträgen handelt, soll dieser Vorgang hier daher näher vorgestellt werden – auch wegen des exemplarischen Aufzeigens der Unterschiede zwischen dem Vorhaben für den Feldversuch (Abbildung B-25) und dem Szenario für 2020.

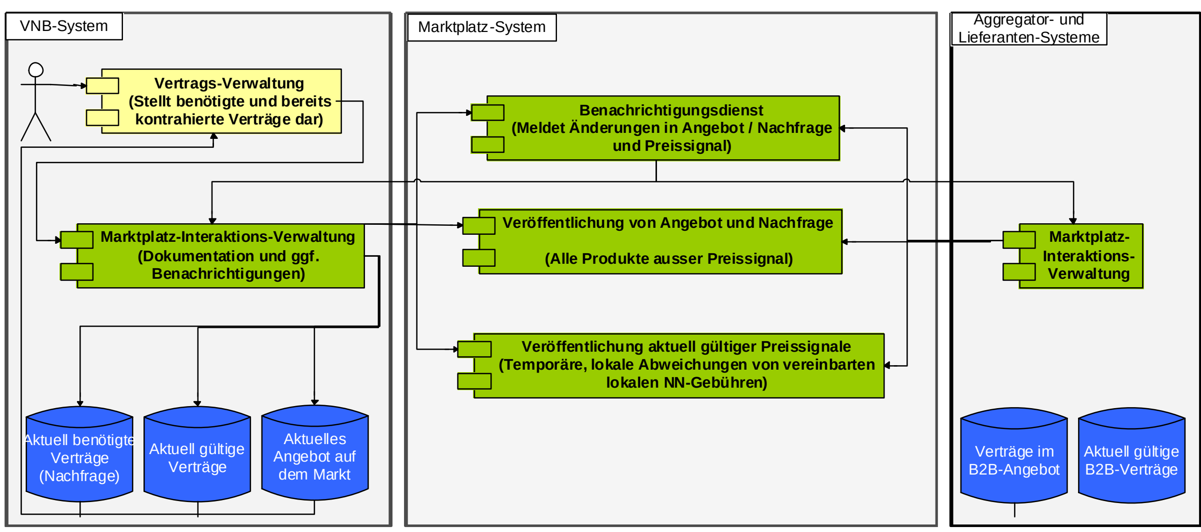


Abbildung B-25: AWF Beeinflussungssteuerung durch den VNB: Informationsflüsse für den Feldversuch

Mindestens folgendes Szenario sollte hingegen 2020 möglich sein. Die automatische Vertragszuordnung informiert die potentiellen Geschäftspartner vom Vorliegen passender Gegenpositionen.

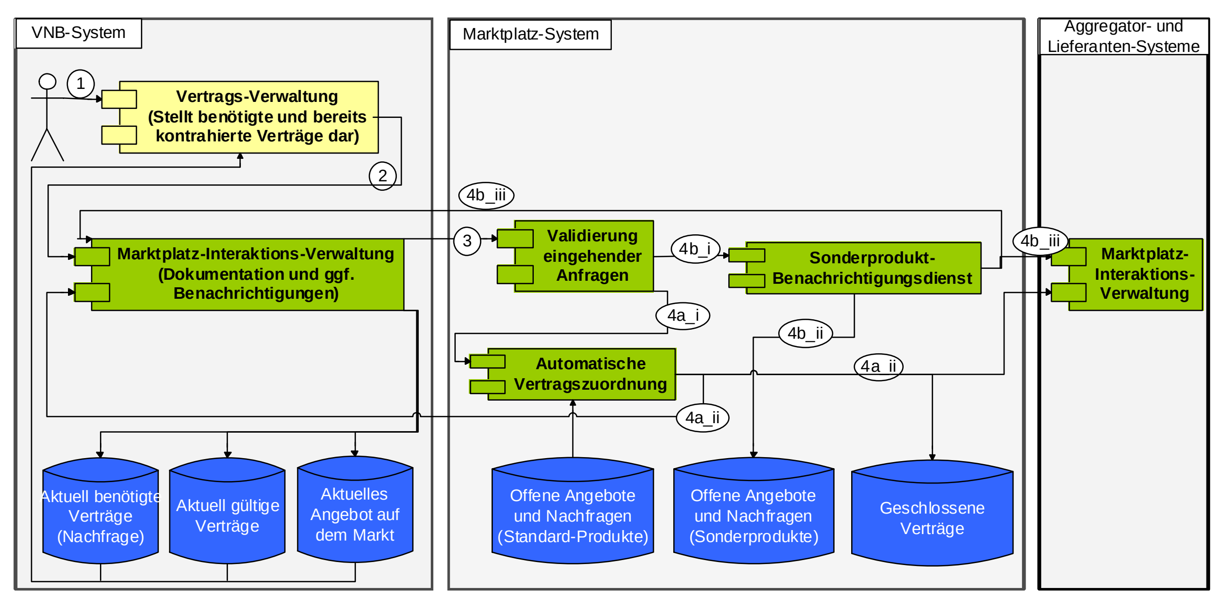


Abbildung B-26: AWF Beeinflussungssteuerung durch den VNB: Informationsflüsse 2020

Wesentliches Ergebnis der Ausarbeitung der AWF ist eine umfangreiche Schnittstellenbeschreibung, auf die hier nur verwiesen werden soll.[58]

Betrachtet wurden auch die Technische Richtlinie *Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*[59] sowie die zugehörige Ergänzung. Deren Relevanz für den Netzbetrieb wurde im Rahmen des Anwendungsfalls Überwachung und Steuerung dezentraler Einspeiser erläutert.

Im Feldversuch wird ein Teil der Funktionalität im Rahmen der Zielfunktion „Grenzwertverletzung beheben“ durch Lastflussvariantenrechnung ersetzt (vgl. hierzu auch den folgenden Abschnitt zu den Simulationen). Diese ermittelt die lokalen Sensitivitäten bezüglich des Abrufs von Vertragsoptionen. Im Szenario 2020 berechnet hingegen der E-DeMa-Lastfluss den optimierten Einsatz von Regelvariablen gemäß einer vorgegebenen Zielfunktion. Dafür kommen in Frage: Behebung einer Grenzwertverletzung, Netzverlustminimierung, etc. Zu den Regelvariablen gehören sowohl abrufbare Verträge, als auch Schalterstellungen. Bei der Berechnung werden auch Vertragsszenarien und damit Wechselwirkungen zwischen Vertragsabrufkombinationen mit berücksichtigt.

[58] „AP6-Interfaces“, Projektdokumentation E-DeMa, Juni 2009

[59] BDEW (2008): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz; Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Ausgabe Juni 2008.

2.2. Modellierung und Simulation

Im Rahmen des Projekts und zur Durchführung des Feldversuchs wurden mehrere Simulationsumgebungen erstellt, mit dem Ziel, bestimmte kritische Fragestellungen bereits in der Entwicklungsphase einzelner Module oder Systemkomponenten analysieren und ihr Verhalten bzgl. der Interaktion mit dem Gesamtsystem beurteilen zu können. Darüber wurden bestimmte Fragestellungen den Vorhabensbeschreibungen entsprechend durch die Projektpartner nicht im Rahmen des Feldversuchs, sondern mit auf diesen bezogenen Simulationen bearbeitet. Simulationen wurden erstellt und eingesetzt zur Analyse der Kommunikationsinfrastruktur, um das zu erwartende Lastverhalten der Teilnehmer sowie von bestimmten dezentralen Erzeugungsanlagen nachzubilden sowie zur Analyse realer und modellierter Strukturen in Verteilnetzen. Darüber hinaus wurden ein IKT-Prüffeld und eine Simulationsumgebung für zukünftige Kommunikationstechnologien (Testcenter in Nürnberg, Duisburg und Dortmund) geschaffen.

Die Aufgaben der Modellierung und Simulation lagen im Wesentlichen im Verantwortungsbereich der akademischen Konsortialpartner. Um die Diskussionen der Partner untereinander und mit dem der Entwicklung beratend zur Seite stehenden Gesamtkonsortium zu strukturieren wurde seitens der TU Dortmund in Zusammenarbeit mit der Ruhr-Universität Bochum und der Universität Duisburg-Essen ein Architekturbild für die Erstellung der Geschäftsmodelle und der Netzsimulation erstellt (vgl. Abbildung B-27).

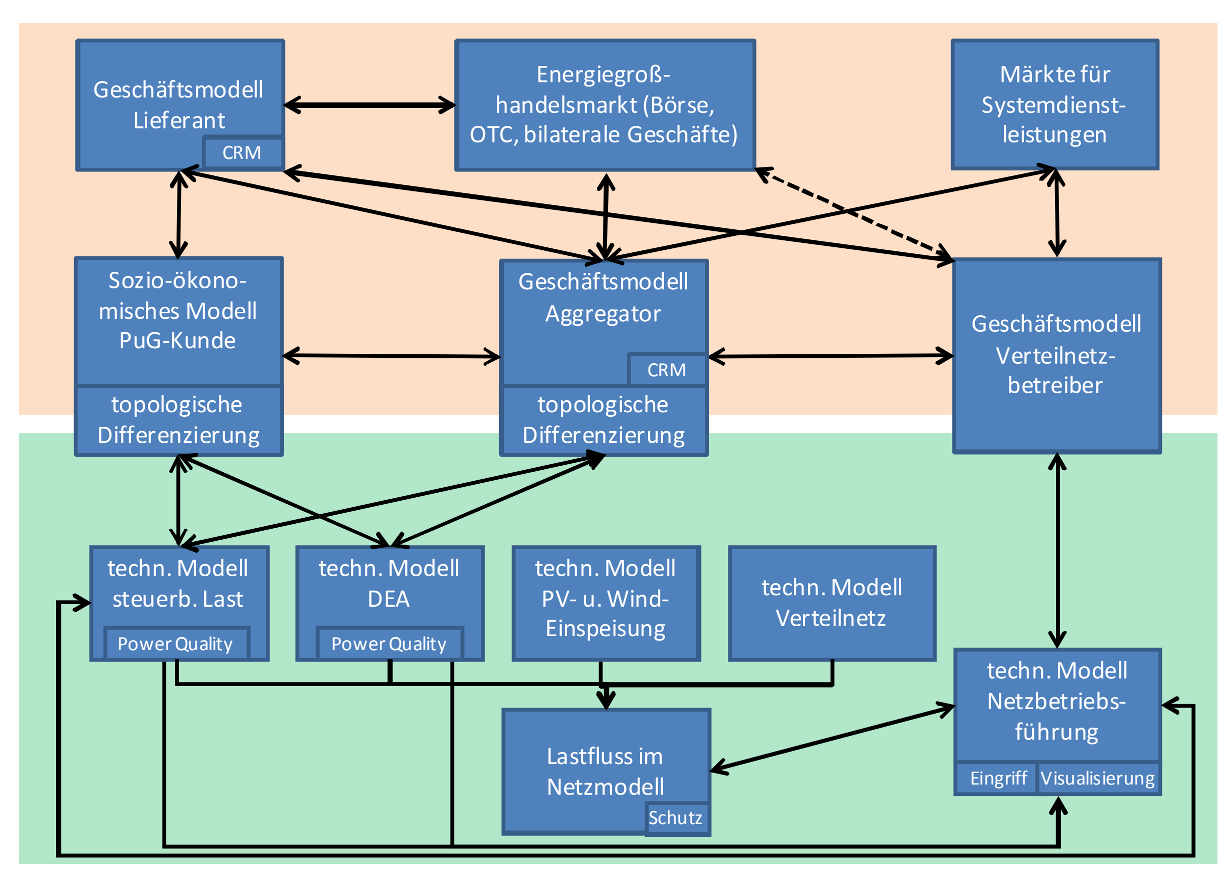


Abbildung B-27: Architekturbild der Geschäftsmodelle (orange) und der Netzsimulation (grün)

Für jedes der in Abbildung B-27 dargestellten Blöcke wurden Modelle entwickelt, die nach entsprechender Verifikation die Simulation der Geschäftsmodelle und der Netzgeschehnisse erlaubten. Im

Fokus der TU Dortmund standen hierbei die Geschäftsmodelle des Lieferanten, des Aggregators und des Verteilnetzbetreibers. Für die Modellierung der Geschäftsmodelle ist eine Betrachtung des Energiegroßhandelsmarktes inkl. der Betrachtung der Systemdienstleistungen (an den ÜNB) und möglicher sozioökonomische Einflüsse auf die Privat- und Gewerbekunden unabdingbar. Die Ruhr-Universität Bochum entwickelte Modelle für verschiedene dezentrale Energieerzeugungsanlagen, modellierte das Verhalten von steuerbaren Lasten bei den Kunden und erstellte Modelle für PV- und Windeinspeiser. Während die Modellierung der TU Dortmund bezogen auf das Verhalten und steuerbaren Einspeiser/Lasten der PuG-Kunden bilanzkreisorientiert, also ohne Berücksichtigung des Verteilnetzes ist, findet in den Modellen der Ruhr-Universität Bochum eine topologische Differenzierung Eingang. Die Universität Duisburg-Essen erstellte eine Netzsimulationsumgebung, mit deren Hilfe technische Fragestellungen im Verteilnetzbetrieb auf Basis von (Lastfluss-)Simulation beantwortet werden konnten. Die Wechselwirkungen der Teilmodelle können der Abbildung B-27 entnommen werden.

2.2.1 Simulation der Marktteilnehmer und ihres zu erwartenden Lastverhaltens

Endkunde

Der wichtigste Marktteilnehmer bei E-DeMa ist der Endkunde, der zum einen Konsument und zum anderen auch Produzent sein kann. Bei dem entwickelten Endkundenmodell handelt es sich um ein sozioökonomisches Modell, welches soziale und wirtschaftliche Faktoren abbildet. Die Simulation des Verhaltens der Endkunden erfolgte anhand von vier Komponenten:

- Soziodemographische Datenbank
- Einspeisemodell
- Lastmodell
- Abrechnungsmodell

In der **soziodemographischen Kundendatenbank** werden jedem Endkunden soziodemographische Eigenschaften zugewiesen. Für die Simulation umfasste die Datenbank statistische Daten hinsichtlich des Ausstattungsgrads von Haushalten mit Haushaltsgeräten sowie hinsichtlich des Haushaltstyps. Hierbei wurden die folgenden Unterteilungen vorgenommen:

- Allein lebend
- Allein erziehend, mit 1 Kind oder 2 Kindern
- Paare, ohne Kinder, mit 1 Kind, mit 2 Kindern, mit 3 oder mehr Kindern
- Sonstige Haushaltsformen

Zusätzlich erfolgte eine Differenzierung der Haushalte mittels unterschiedlicher Geräteausstattung und Gerätenutzung. Hierfür wurden vier Verbrauchsprofile angenommen, die sich im Wesentlichen hinsichtlich der Zeit unterscheiden, zu der sich Personen im Haushalt aufhalten.

Neben den statistischen Daten enthält die Datenbank zudem Wahrscheinlichkeitsfunktionen für die Stromverbrauchsaktivität von Haushalten, die mit soziodemographischen Parametern korreliert wurden. Demnach wurde zusätzlich berücksichtigt, zu welchen Tageszeiten ein Endkunde in Abhängigkeit seines Haushaltstyps und der sozialen Stellung des Haupteinkommensbeziehers einen über den jewei-

ligen spezifischen Grundbedarf hinausgehenden Strombedarf aufweist. Hierbei wurde auch berücksichtigt, welche Verbrauchseinrichtungen oberhalb des Grundbedarfs bei Abwesenheit aller Haushaltsmitglieder betrieben werden können (z. B. Wasch- oder Geschirrspülmaschine) und welche nicht (z. B. Herd).

Mit dem Einspeisemodell und Lastmodell können für jede Viertelstunde eines Tages die Last- und Einspeiseverläufe der Endkunden generiert werden.

Für die **Einspeisemodellierung** wurde mit Blick auf die im Feldversuch tatsächlich erwarteten Eigenerzeugungsanlagen ein Modell zur Bestimmung eines thermischen Lastprofils verwendet. Da µKWK-Anlagen vorwiegend in Einfamilienhäusern installiert werden, erfolgte die Modellierung der Einspeisegänge mit Hilfe von modifizierten Wärmebedarfskurven für Einfamilienhäuser. Das Modell basiert auf den Referenzlastprofilen der VDI-Richtlinie 4655 - Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Zusätzlich wurden verschiedene Parameter abgebildet, die einen möglichst realitätsnahen und durch nutzerspezifische und gebäudetechnische Faktoren beeinflussbaren thermischen Tageslastgang ergeben. Das Simulationsmodell ist in seiner Ausführung darauf ausgelegt, eine möglichst einfache Datengrundlage zur Beschreibung eines Wohnobjekts zu gewährleisten, ohne dabei den bauphysikalischen Hintergrund zu vernachlässigen.

Mit Hilfe des Einspeisemodells ist es möglich, ein individuelles thermisches Profil für einen Haushalt oder ein thermisches Profil für eine Summe von Haushalten durch Verwendung stochastischer Parameter zu simulieren. Dies spielt bezüglich der Einsatzplanung von Wärmeerzeugungsanlagen wie µKWK-Anlagen und Wärmepumpen eine entscheidende Rolle. So kann für ein zu untersuchendes Versorgungsgebiet eine Endkundenspezifikation nach Haushaltsstrukturen vollzogen werden, die durch Anpassung der entwickelten Parameter spezifiziert wird und ein individualisiertes thermisches Lastprofil zugewiesen bekommt.

Die **Lastgangmodellierung** erfolgte mit einem „Bottom-Up-Ansatz“ durch die Aggregation von Lastverläufen einzelner Haushaltsgeräte zu einem Lastverlauf eines Haushalts bis hin zu einem Lastgang von einer Vielzahl an Haushalten. Die Modellierung erfolgt deterministisch, um einzelne Haushalte zu modellieren, und stochastisch, um den Summenlastgang von einer Menge an Haushalten zu simulieren. Für die Generierung eines Tageslastgangs wurden die Lastverläufe bzw. die konstanten Leistungen und das Nutzungsverhalten der jeweiligen Geräte verwendet. Dabei wurde zwischen den in der Literatur üblichen Kategorien des Stromverbrauchs unterschieden: Beleuchtung, Kühlen, Gefrieren, Waschen, Trocknen, Spülen, Kochen, TV und Audio, Büro, Warmwasser, Umwälzpumpe und Diverses. Für die simulierte Haushaltsanzahl wurde der Einsatz der Haushaltgeräte je Viertelstunde in Abhängigkeit des Ausstattungsgrads, der Nutzungshäufigkeit des Gerätes und des Verbrauchsprofils berechnet. Die Grundlast der simulierten Haushalte wurde gebildet durch die Leistung der Geräte in den Kategorien Kühlen, Gefrieren, Umwälzpumpe und Diverses, wobei sich die Höhe der Leistungsinanspruchnahme je Personenanzahl und bei der Umwälzpumpe auch je Jahreszeit änderte. Die Betriebszeiträume sowie die Benutzungsdauer der Beleuchtung sind in einem hohen Maße stochastisch geprägt und lassen sich nicht durch einen charakteristischen Lastverlauf darstellen. Einfluss auf die Benutzungsdauer hat die Helligkeit, dessen Charakteristik in Abhängigkeit der Jahreszeit beschrieben werden kann. Zur Orientierung der Anfangs- und Endzeiten dienten hier die Dämmerungszeiten der einzelnen Perioden. Für das Kochen, TV, Büro, Audio und der Warmwasserbereitung wurden Benutzungsdauern mit einer kon-

stanten Leistungsinanspruchnahme je Viertelstunde angenommen. Für die Geräte zum Waschen, Spülen und Trocknen wurde jeweils ein allgemeiner Lastverlauf (Leistung über der seit Inbetriebnahme vergangenen Zeit) angenommen (vgl. Abbildung B-28).

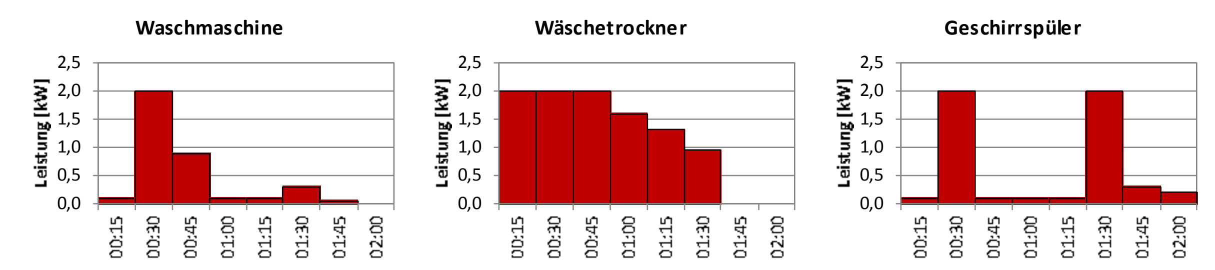


Abbildung B-28: Allgemeiner Lastverlauf seit dem Programmstart über alle Programme

Die beschriebene Modellierung des Lastgangs der Endkunden repräsentiert in der Simulation das Normalverhalten der Endkunden ohne Berücksichtigung von jeglichen Anreizsystemen. Zur Simulation der Lastverschiebung in Haushalten wurden die Summenlastgänge entsprechend verändert. Dafür wurden für jeden zu untersuchenden variablen Tarif Wahrscheinlichkeitsfunktionen definiert, die für die Berechnungen verwendet wurden.

Im **Abrechnungsmodell** wurden anhand des Verbrauchs eines Haushaltes die Jahresstromkosten berechnet. Als Eingangsgrößen dienen neben dem Jahreslastgang eines Haushaltes die Angaben seines Stromprodukts, zu denen die monatliche Grundgebühr (falls vorhanden) und die Preise pro Tarifzeitraum zählen. Die Jahresstromkosten wurden zum einen für den Referenzfall berechnet, in dem der Kunde keine Lastverschiebung durchführt, und zum anderen für den Fall einer Lastverschiebung. Um eine Aussage darüber zu treffen, in wie weit ein variabler Tarif dem Endkunden finanziellen Nutzen bringt, wurden mit Hilfe des Modells die Jahresstromkosten für verschiedene Fälle berechnet und bewertet.

Lieferant

Im Fokus der Simulation bei E-DeMa steht die Modellierung eines Lieferanten, der seinen Kunden variable Stromtarife anbietet. Im Lieferantenmodell werden die Schritte der Prognose, der Beschaffung und der abschließenden Abrechnung des Lieferanten durchgeführt. Hierzu finden drei Modelle Verwendung:

- Prognosemodell
- Beschaffungsmodell
- Abrechnungsmodell

Da im E DeMa-Projekt der Haushaltskunde im Vordergrund steht, werden die verschiedenen Prognose-, Beschaffungs- und Abrechnungsvarianten nur für Haushaltskunden und nicht für Gewerbe- oder Industriekunden aufgesetzt. Daraus folgt, dass in der Simulation vordergründig der Einfluss der (variablen) Haushaltslastgänge auf das Beschaffungsportfolio eines Lieferanten betrachtet wird.

Bei den Haushaltskunden wird im Modell, bedingt durch das Kundenportfolio des Lieferanten, die Kundenaufteilung in zwei Kategorien vorgenommen: Haushaltskunden ohne variablen Tarif und Haushaltskunden mit variablem Tarif. Sofern der Lieferant zwei verschiedene variable Tarife anbietet, kann eine zusätzliche Kategorie definiert werden. Der Lastgang der Kunden wird in einen Lastgang der steuerbaren Geräte und einen Lastgang ohne steuerbare Geräte aufgeteilt. Der Begriff „steuerbar“ bedeutet in

diesem Zusammenhang ausschließlich, dass die Nutzung der Geräte durch den Haushaltskunden zeitlich verschoben wird und er somit auf Preissignale reagieren kann. „Steuerbar“ bedeutet somit nicht, dass die Geräte durch einen Eingriff von außen (wie bezüglich des Aggregators angenommen) gesteuert werden.

Für die Beschaffung des Gesamtportfolios werden die jeweiligen Summenlastgänge in einen fixen und einen variablen Lastgang unterschieden. Der variable Lastgang entspricht dem Lastgang der steuerbaren Lasten. Dieser Lastgang wird im Modell prognostiziert und aus einer stochastischen Überlagerung der Einzelhaushalte ermittelt. Die Beschaffung erfolgt abhängig von der Strategie des Lieferanten. Der fixe Lastgang besteht aus den Summenlastgängen der Haushaltkunden ohne variablen Tarif sowie aus dem Anteil der nicht-steuerbaren Last, die von den Endkunden zusätzlich entsprechend ihrer Tarife verschoben wird. Dieser Lastgang wird im Modell prognostiziert und aus einer stochastischen Überlagerung der Einzelhaushalte ermittelt.

Aggregator

Die Modellierung des Aggregators erfolgt in der Simulation anhand von vier Komponenten:

- Prognosemodell
- Handelsmodell
- Geräteeinsatzplanung
- Abrechnungsmodell

Für die Prognose der Einspeisung sowie die Prognose der steuerbaren Ein- und Ausspeiseleistung (Flexibilitäten) bei den Endkunden des Aggregators werden die relevanten technischen Daten der Endkunden verwendet. Als Einspeiseleistung wird hierbei die Einspeisung von µKWK-Anlagen verstanden, als Ausspeiseleistung eine Lasterhöhung beim Kunden durch Zuschaltung zusätzlicher Geräte. Eine Abschaltung von Lasten zur Erhöhung der Einspeiseleistung ist nicht Gegenstand des E-DeMa-Projektes. Als Kundendaten dienen z. B. die Art der Erzeugungsanlage, die elektrische Anschlussleistung der Erzeugungsanlage sowie die Geräteausstattung der Haushalte.

Bei der Geräteeinsatzplanung erfolgt die Optimierung des Einsatzes der dezentralen Erzeugungsanlagen sowie der aggregierten Ein- und Ausspeiseflexibilitäten mit der Zielfunktion, die Abweichungen vom B2B-Fahrplan zu minimieren. Wahlweise kann die Zielfunktion dahingehend verändert werden, dass die Anzahl der eingesetzten Geräte minimiert wird. Als Nebenbedingungen gelten die Anzahl der steuerbaren Geräte, die durch das Kundenportfolio des Aggregators bestimmt wird, und die durch den Geschäftspartner vorgegebenen Toleranzen und Abweichungen sowie Vorlaufzeiten.

Das Modell der Geräteeinsatzplanung umfasst mehrere Funktionen. In einem ersten Schritt kann mit dem Modell der Geräteeinsatzplanung geprüft werden, ob mit dem aktuellen Kundenportfolio des Aggregators und mit den Randbedingungen des Geschäftspartners ein Fahrplan zur Leistungs-bereitstellung erstellt werden kann und die Anforderungen somit erfüllt werden können.

Zu den variablen Parametern bei der Geräteeinsatzplanung gehören:

- Höhe der Soll-Leistung
- Toleranz der Höhe der Soll-Leistung (pos./neg.)
- Anforderungszeitraum

- Max. Abweichung vor, während und nach dem Anforderungszeitraum
- Anzahl Haushalte (mit jeweiliger Art und Anzahl steuerbarer Geräte)

Auf diese Weise kann insbesondere bestimmt werden, welche Anforderungen mit einem gegebenen Kundenportfolio erfüllt werden können.

Aus der Geräteeinsatzplanung geht ein Fahrplan für den Geräteeinsatz hervor, welcher an das Endkundenmodell übermittelt wird. Dort wird anhand des simulierten Kundenverhaltens festgestellt, ob die vom Aggregator eingeplanten steuerbaren Geräte zum Lieferzeitpunkt auch tatsächlich bereitgestellt und wie geplant eingesetzt werden können. Ansonsten werden in einem zweiten Schritt weitere Geräte vom Aggregator zur Zuschaltung angefordert, deren Einsatzbereitschaft sich ebenfalls aus der stochastischen Simulation ergibt. Das tatsächliche Zuschalten des Aggregators wird in einem Schaltprotokoll bei den Endkunden festgehalten und geht in das Abrechnungsmodell des Aggregators ein. Die Vergütung ergibt sich aufgrund der Informationen des Schaltprotokolls bei den Endkunden, dem sowohl der Beginn und das Ende der Bereitschaftsmeldung (späteste Programmendzeit) als auch die konkrete Schaltung des Aggregators hervorgehen.

Für die Abrechnung der Vergütung der eingespeisten Energie und der Vergütung für die Bereitstellung der Einspeiseleistungsflexibilität mit dem Endkunden werden die modellierten Einspeisegänge der µKWK-Anlagen verwendet.

2.2.2 Simulation des Netznutzer

Zur Integration in die Simulationsumgebung an der Universität Duisburg-Essen wurden Modelle der Netznutzer (Verbraucher und Einspeiser) konzipiert, die eine Nachbildung von Preisanreizen innerhalb der Netzsimulation als Ergänzung zu dem dort entwickelten Netzmodell erlauben. Gegenstand der Betrachtung sind Prosumer aus dem Haushaltsbereich, deren Last- resp. Einspeiseverhalten im Verteilnetz topologiescharf unter Berücksichtigung des soziodemographischen Kontextes nachgebildet wird. So findet sich auf der Verbraucherseite ein Haushaltsmodell mit Gerätedifferenzierung, in dem Weiße Ware getrennt parametriert werden kann. Auf der Seite der dezentralen Einspeiser finden sich Modelle für µKWK-Anlagen, Photovoltaik-Anlagen und Windenergiekonverter. Preisanreize des Marktes wirken sowohl direkt auf µKWK-Anlagen und Weiße Ware als auch zusätzlich indirekt über das Verbraucherverhalten auf den Haushaltsverbrauch. Die beiden letztgenannten Modelle, Photovoltaik und Windenergie, erhalten zwar keine Preisanreize des Marktes, repräsentieren aber die ökologische Seite des energiewirtschaftlichen Dreiecks in Form von umweltverträglicher dezentraler Leistungsbereitstellung, die mittlerweile eine häufige Randbedingung im Verteilnetz darstellt. Alle Einspeiser weisen eine Abhängigkeit von Wetterbedingungen auf. Die Einspeisung von µKWK-Anlagen hängt über den Heizwärmebedarf von saisonalen Schwankungen der Umgebungstemperatur ab. Die Leistungsbereitstellung von Photovoltaikanlagen hängt vom Sonnenstand relativ zur Anlage sowie der Bewölkung und wegen der oft vorliegenden Inhomogenität der Bewölkung auch vom jeweiligen Standort der Anlage ab. Das Energieangebot der Windenergie ist schließlich von der Windgeschwindigkeit abhängig.

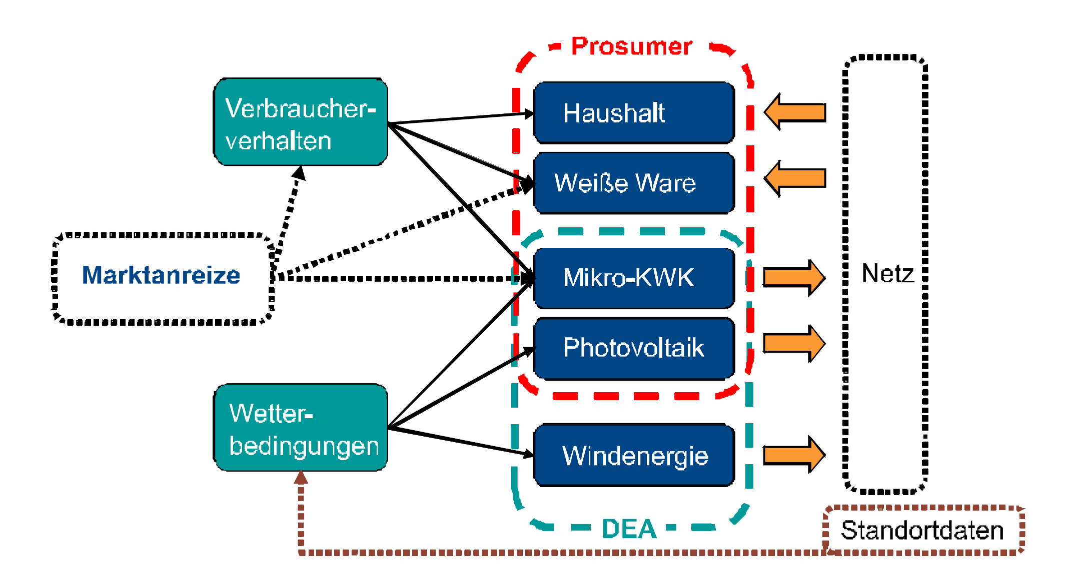


Abbildung B-29: Konzept der Modellierung von Prosumern und dezentralen Energieerzeugungsanlagen

2.2.3 Simulation des Netzbetriebs

Die Simulation des Netzbetriebs sieht vor, dass über eine interaktive Bedienoberfläche Simulationen der Netzsituation sowohl im gegenwärtigen Zustand - im „Szenario 2012" - als auch prospektiv für das „Szenario 2020" durchgeführt werden können. Die Simulationsumgebung soll dabei im Kern auf einem detaillierten Netzmodell basieren, welches die relevanten Netzteile (Mittel- und Niederspannung jeweils in Mülheim und Krefeld) realistisch abbildet und damit entsprechende Studien im Hinblick auf den Lastzustand (z.B. als Reaktion auf gegebene Anreize) als auch bezüglich sich ergebender innovativer Betriebsfunktionen (z.B. Monitoring von Ortsnetztransformatoren) ermöglicht.

Um eine möglichst getreue Simulation des realen Betriebsverhaltens zu erreichen, sieht das realisierte Konzept vor, dass zunächst die relevanten Netzteile auf Basis der von den Netzbetreibern verfügbar gemachten Daten (Betriebsmitteldaten, Topologie) abgebildet werden. Danach sollen an den Lastanschlusspunkten jeweils Modelle hinterlegt werden, welche das Lastverhalten der Kunden und die Veränderungen im Verbrauch im Hinblick auf bestehende Verträge bzw. gegebene Anreize abbilden. Das gesamte Netzmodell verfügt über eine interaktive Benutzer-Schnittstelle, über welche die Daten eingegeben und gepflegt, die zu simulierenden Szenarien vorgegeben, betriebliche Eingriffe oder Anreize eingebracht sowie die Ergebnisse übersichtlich dargestellt und schließlich mit übermittelten aktuellen Betriebswerten aus dem Feldversuch verglichen werden können.

Insbesondere aus dem letztgenannten Grund ist die Simulationsumgebung auf dem aus Projektmitteln beschafften „Netzbeobachtungsrechner" implementiert (im Antrag noch als „Netzüberwachungsrechner" tituliert), sodass auf diesem Rechner sowohl

- der aktuelle Netzzustand als Abbild aus dem vom Projektpartner Siemens erstellten E-DeMa-Netzleitsystem direkt dargestellt,
- dieser Netzzustand mit historischen Daten verglichen,
- wahlweise auch in der Simulation nachgebildet und beliebig variiert werden kann, oder aber
- von der aktuellen Situation völlig unabhängige Simulationsrechnungen ausgeführt werden können.

Die letztgenannte Funktion bietet u.a. auch die Möglichkeit, bestimmte Verhältnisse für das „Szenario 2020“ hochzuskalieren. Der Übersicht halber sind die Datenpfade für die oben genannten Funktionen in Abbildung B-30 noch einmal grafisch dargestellt.

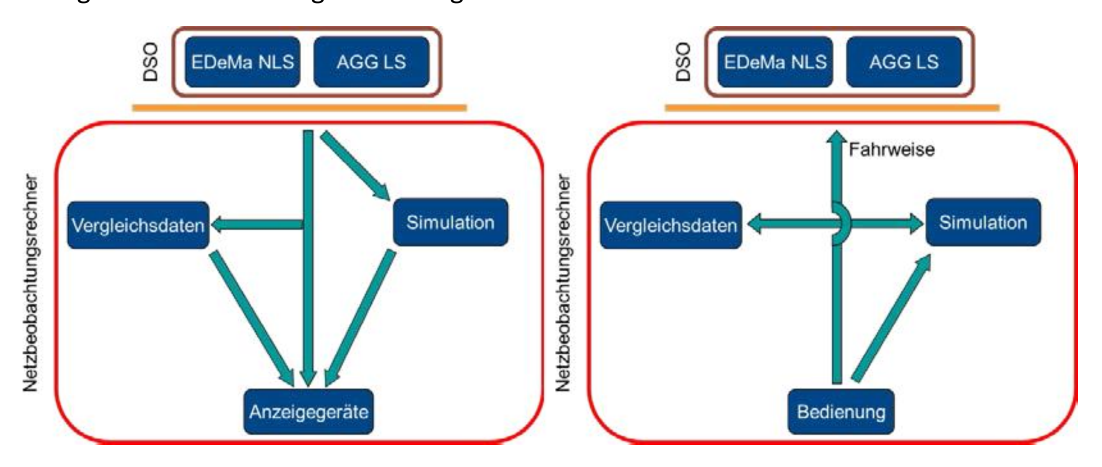


Abbildung B-30: Datenpfade im Netzbeobachtungsrechner: links: „Visualisierung“, rechts: „Bedienung“[60]

2.2.4 Simulation der Kommunikationsinfrastruktur

Auch die benötigten Kommunikationsinfrastrukturen wurden im Projektverlauf mittels Simulation und Laboraufbau modelliert. Ziel war es hierbei Plattformen zur Validierung und Evaluierung der Kommunikationskonzepte für die künftigen Szenarien u.a. das „Szenario 2020“ zu schaffen. Zum einen wurde hierfür eine verteilte Simulationsumgebung erstellt, die eine gemeinsame Nutzung und Bereitstellung der Simulationsmodelle im gesamten Projektverlauf ermöglicht. Ergänzende Koexistenzuntersuchungen und Interoperabilitätstest wurden in den speziellen Labortestaufbauten durchgeführt und dienten als Eingabe für die Simulation.

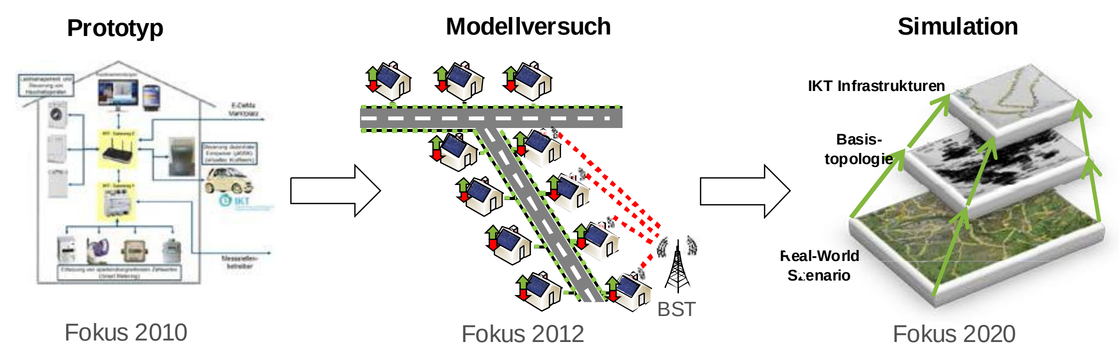


Abbildung B-31: Einordnung der E-DeMa Simulation in Bezug auf die Kommunikationsinfrastruktur in den Projektkontext

Durch die Bereitstellung der verteilten Simulationsumgebung, wie sie im Projekt zur Simulation der Kommunikationsinfrastruktur genutzt wurde, hatten alle Projektpartner die Möglichkeit, die eigenen Modelle und die der anderen Partner auf einer zentralen Ausführungsplattform zu nutzen. Die Simulation basiert auf der ereignisbasierten, diskreten Simulationsumgebung OMNeT++, welche die Grundlage der durchzuführenden Simulationen bildet und sowohl Basiskomponenten für die Kommunikation bereitstellt, als auch eine Entwicklungsumgebung zur Modellierung der zu untersuchenden Techniken

[60] Neben dem E-DeMa Netzleitsystem (vgl. hierzu u.a. die Ausführungen in 2.1.8) ist in der Abbildung ein Aggregator-Leitsystem (AGG_LS) vorgesehen. Dies stellt eine für die Realisierung der Konzepte und insbesondere das Geschäftsmodell des Aggregators notwendige Komponente dar, die u.a. in 2.3.5 beschrieben wird.

bietet. Weiterhin wird die Verknüpfung und Bedienung mit der verteilten Simulationsumgebung aufgezeigt. Die Web-Oberfläche der verteilten Simulationsumgebung stellt das zentrale Tool zur Generierung verschiedener Szenarien dar. Hierzu meldet sich der Benutzer auf der Web-Oberfläche an und hat anschließend die Möglichkeit neue Modelle in die verteilte Simulationsumgebung hochzuladen, vorhandene Modelle zu administrieren, sowie neue Simulationsszenarien zu generieren. Eine Anleitung zur Bedienung der Simulationsumgebung wurde seitens des Konsortiums erstellt und geeignet dokumentiert.

Funktechnologien

Die Modellierung der Funktechnologien im Zugangsbereich stellt durch die konzeptionell beschriebenen bzw. im „Szenario 2020“ zu erwartenden Anwendungsfälle eine besondere Herausforderung dar. Es ergeben sich zusätzliche Anforderungen an die Funktechnologien, da die anzubindenden Komponenten – wie Smart Meter, IKT-Gateway oder Datenkonzentrator – sich entweder innerhalb von Gebäuden oder sogar in deren Kellergeschoss befinden. Dieser Umstand wirkt sich erschwerend für die Planung der Mobilfunkkommunikation aus, da die Herausforderung zur Beschreibung der physikalischen Ausbreitungscharakteristiken in der zusätzlichen Dämpfung und Reflexion bedingt durch die Außen- und Innenwände der Gebäude besteht. Im Allgemeinen sind im Bereich der Planung und Optimierung von Kommunikationsnetzen diverse Methoden zur Bestimmung der Eigenschaften von Funkkanälen bekannt, die die wesentlichen physikalischen Effekte berücksichtigen. Der zunächst durchgeführte Systementwurf der Modellbildung für die Funktechnologien wurde im zweiten Schritt durch die Modellierung mittels geeigneter analytische Kanalmodelle realisiert, wobei insbesondere auf die Eignung der beschriebenen Modelle für den zuvor genannten Anwendungsfall diskutiert wurde und ein Fokus auf die derzeit in Deutschland genutzten Frequenzbänder und Technologieansätze GPRS, UMTS, LTE, CDMA 450 gelegt wurde. Die Ergebnisse der Funknetzplanung und Frequenzuntersuchungen wurden publiziert.[61] [62]

Die entwickelten Modelle in Bezug auf einzelne Kommunikationstechnologien wurden im weiteren Verlauf in die verteilte Simulationsumgebung integriert. Die Auswahl der zu implementierenden Technologien entsprach der Technologievorauswahl, die im Rahmen der Spezifikation der Netzarchitektur erarbeitet wurde. Die korrekte Funktionsweise wurde zudem erfolgreich validiert. Das Verhalten der physikalischen Übertragungsschichten (PHY-Layer) wurde zuvor mittels eines spezialisierten Simulators nachgebildet und vorsimuliert. Dies ist erforderlich, da die Simulation der PHY-Layer äußerst zeitaufwändig ist und nicht im Rahmen der verteilten Simulationsumgebung durchgeführt werden kann. Zur Modellierung des Inhouse-Funkkanals wurde ein realistisches Kanalmodell entwickelt, das aus zwei separaten Teilen besteht. Der erste Teil beschreibt die (statische) Gebäudedämpfung, die aus der Dämpfung von Wänden/Decken und dem Abstand resultiert. Des Weiteren wurde das IEEE Task Group 11n (TGn) Kanalmodell genutzt, um Effekte der Mehrwegeausbreitung nachzubilden. Mit Hilfe dieses Modells konnten die Charakteristiken des Inhouse-Funkkanals sehr gut nachgebildet werden. Zudem konnte die Herausforderungen einer robusten Funkvernetzung sehr gut aufgezeigt werden. So können

[61] C. Müller, H. Georg, M. Putzke and C. Wietfeld, “Performance Analysis of Radio Propagation Models for Smart Grid Applications”, Second IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm 2011), IEEE, Pages 96-101, Brussels, Belgium, October 2011

[62] C. Müller, C. Wietfeld, „A Greedy-based Network Planning Algorithm for Heterogeneous Smart Grid Infrastructures“, 8th International Conference on Wireless and Mobile Communications (ICWMC 2012), Venice, Italy, June 2012

Effekte der Mehrwegeausbreitung zu großen Leistungseinbußen aktueller Funktechnologien führen. Aus diesem Grund wurden die PHY-Simulationen unter Worst-Case-Bedingungen durchgeführt. Erste wissenschaftliche Ergebnisse wurden publiziert.[63]

Als Vorarbeit für die folgende Optimierung wurden erste Teilergebnisse für einen robusten IEEE 802.11g/WLAN PHY publiziert.[64] Dieser stellt einen zusätzlichen Betriebsmodus für IEEE 802.11 dar, der über eine geringe Datenrate verfügt. Dieser PHY ist für die Übertragung von Steuerbefehlen konzipiert. Hier werden keine hohen Datenraten, sondern hohe Reichweiten und Robustheit benötigt. Es wurde ein neuartiges robustes Verfahren vorgestellt, dass für die Übertragung in Mehrwegekanälen optimiert ist. Dieses Verfahren ermöglicht es zudem, skalierbare Empfänger unterschiedlicher Komplexität zu realisieren. Die Arbeiten zur Optimierung und Erprobung neuartiger Ansätze werden im folgenden Arbeitsschritt fortgeführt.

Der Laboraufbau für die Inhouse-Kommunikationstechnologien wurde entsprechend dem Zeitplan fertig gestellt und ein Zwischenstand bereits einem Fachpublikum präsentiert.[65] Erste Messergebnisse des Laboraufbaus wurden zudem für die Parametrierung der verteilten Simulationsumgebung verwendet. Bei der Konzipierung des Laboraufbaus wurde insbesondere darauf geachtet, dass für die Vernetzung nach Möglichkeit die gleichen Funkmodule (z.B. für Wireless M-Bus) zum Einsatz kommen, die in der Modellregion (AP8) verwendet werden. So ist sichergestellt, dass die physikalische Schnittstelle des Laboraufbaus mit der Realität in der Modellregion übereinstimmt.

DSL-Technologien

Für die Modellierung von DSL wurden die aktuell in Deutschland verwendeten DSL-Technologien ADSL, ADSL2+ und VDSL2 berücksichtigt. Grundlegende Verfahren wie zum Beispiel UPBO, DPBO und PSD Shaping bilden die Grundlage der Simulation und ermöglichen die einfache Erweiterung um künftige Standards. Mittels Simulation wurde ein Vergleich existierender DSL-Technologien für das Betreiben von Smart-Metering- und Demand-Side-Management-Systemen im Zugangsnetz am besten durchgeführt.[66] Durch die exemplarische Implementation/Konfiguration der Lastgeneratoren konnten Aufschlüsse über den zu erwartenden Datenverkehr und der daraus resultierenden Kanalauslastung erzielt werden. Die Validierung der Simulation erfolgt anhand der Performance Test Pläne des Broadband-Forums.

PLC-Technologien

Im Bereich der Powerline Communications (PLC) Simulationsmodelle wurden diversen PLC-Technologien (z.B. G3, PRIME HomePlug AV, DS2, G.hn, AMIS-PLC, uvm.) implementiert, um diese auf ihre Eignung für den Einsatz im Smart Grid der Zukunft im Access- und Inhouse-Bereich zu überprüfen. Mit

[63] N. Langhammer, R. Kays, “Enhanced Frequency Hopping for Reliable Interconnection of Low Power Smart Home Devices” International Wireless Communications and Mobile Computing Conference (IWCMC'12), Limassol, Cyprus, August 2012

[64] N. Langhammer, R. Reinhold and R. Kays, „PHY Modifications of IEEE 802.11 Systems for Transmission at Very Low SNR”, 8th International Workshop on Multi-Carrier Systems & Solutions, Pages 1 - 4 , Herrsching, Germany, May 2011

[65] N. Langhammer and R. Kays, “Evaluation of Wireless Smart Metering Technologies in Realistic Indoor Channels”, IEEE International Symposium on Wireless Communication Systems 2011 (ISWCS'11), Pages 387 – 391, Aachen, Germany, November 201

[66] “Leistungsbewertung und Optimierung der Kommunikationsinfrastrukturen”, E-DeMa Projektbericht, März 2013

den Simulationsmodellen konnten die Latenzzeiten bestimmt werden, die die verschiedenen Systeme auf einem Kommunikationslink benötigen. Aus diesen Informationen wurden Kanalmodelle abgeleitet, die für die verteilte Simulation von großen Szenarien benutzt werden können. Die detaillierten Modelle sind aber damit nicht obsolet geworden, sie erlauben noch die Beantwortung von z.B. Koexistenzfragen in kleinen Szenarien. Hierbei spielen insbesondere die Wechselwirkungen der neuen Systeme auf vorhandene Bestandssysteme eine entscheidende Rolle, die im Rahmen des Projektes durch Koexistenzmessungen von Schmalband und Breitband PLC Systemen in Zugangs- und Inhouse-Netzen untersucht und publiziert wurden[67].

2.3. Realisierung des Konzepts – Szenario 2012

Der Idee des „Projekt-Trichters" entsprechend, hat das Konsortium im folgenden Schritt die Ergebnisse und Erkenntnisse, die im Rahmen des Szenarios 2020 ebenso wie bei der Erstellung der Simulationen gewonnen worden sind, eingesetzt, um mit Blick auf den durchzuführenden Feldversuch zu entscheiden, welche Funktionen tatsächlich implementiert und unter realen Bedingungen getestet werden sollen. Die insofern weiter entwickelten Ansätze werden im Folgenden gesamthaft als „Szenario 2012" bezeichnet. Auch bezüglich des „Szenarios 2012" stand zunächst wieder die Frage im Fokus, welche Interaktion der Endkunden mit den E-DeMa-Systemen im Rahmen des Feldversuchs angestrebt wurde; mithin, welche Produkte, Informationen und Anreize auf die Teilnehmer wirken sollen (vgl. die folgenden Abschnitte 2.3.1. „Musterprodukte" und 2.3.2. „Visualisierungslösungen"). Daneben wurden für das „Szenario 2012" die technischen Lösungen weiterentwickelt und in Produktivsystemen implementiert, die zur technischen Darstellung des Feldversuchs benötigt werden (Marktplatz, ZDM; Aggregator-Leitsystem usw.).

2.3.1 Musterprodukte

Die für den E-DeMa-Feldtest entwickelten Musterprodukte adressieren entsprechend der grundsätzlichen Ausrichtung des Projekts ausschließlich Haushaltskunden. Sie werden den Teilnehmern über den E-DeMa-Marktplatz „angeboten" und setzen sich aus den zuvor definierten Musterproduktbausteinen zusammen. D.h. das E-DeMa Konsortium hat auf Grundlage der für das „Szenario 2020" entwickelten Musterproduktbausteine, die grundsätzlich geeignet sind, eine künftige Produktumgebung mit breiter Variation abzubilden, konkrete Produkte formuliert, die im weiteren Projektverlauf im tatsächlichen Kundenkontakt zum Einsatz kommen sollten. Die Entwicklung dieser konkreten **Musterprodukte** fand dabei unter Beachtung der folgenden Prämissen statt:

- So war zunächst und vor allem zu berücksichtigen, dass die potenziellen Teilnehmer heutige „Stromprodukte" gewohnt sind, d.h. die Komplexität der zu entwickelnden und für den Feldversuch bereitzustellenden Produkte nicht zu hoch sein durfte, um nicht an sich bereits abschreckend zu wirken.
- Trotz dieser Einschränkung bestand seitens E-DeMa das (technische) Interesse, Produkte einer bestimmten Komplexität (bspw. Schaltungen durch Dritte, durch den Aggregator etc.) zu testen, um einerseits herauszufinden, ob sich Kunden auf komplexe Strukturen und die sich mit

[67] C. Müller , C. Lewandowski, C. Wietfeld, H. Kellerbauer, H. Hirsch, "Coexistence Analysis of Access and Indoor Powerline Communication Systems for Smart Grid ICT Networks", 16th IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications (ISPLC), Peking, China, March 2012

diesen ggf. verbindende Abgabe von Kontrolle überhaupt einlassen und andererseits feststellen zu können, ob die entwickelte Gateway- und Leittechnik überhaupt in der Lage ist, bestimmte Produktideen umzusetzen.

- Zusätzlich galt es zu berücksichtigen, dass ein Teil der Teilnehmer lediglich mit einem IKT-GW1 ausgestattet werden würde, d.h. selbsttätig auf etwaige tarifliche Anreize reagieren musste, wogegen die Kunden, die mit einem IKT-GW2 und entsprechender Technik (Weißer Ware) ausgestattet wurden, eben auch „automatisiert" auf die Tarife reagieren können würden.
- Im engen Zusammenhang hiermit war die Frage zu klären, wie häufig sich in einem bestimmten Musterprodukt die Preise ändern sollten bzw. die Frage, wann den Teilnehmern sich ändernde, d.h. aus Sicht der Teilnehmer „neue" Preise bekanntgegeben werden sollten.68
- Schließlich war aus unterschiedlichsten rechtlichen wie praktischen Gründen die Frage zu berücksichtigen, ob es sich um „echte" Produkte handeln sollte, d.h. der potenzielle Teilnehmer ein neues/anderes Belieferungsverhältnis eingehen würde oder ob die Produkte lediglich virtuell existieren sollten und ihre Wirkung für den potenziellen Teilnehmer auf anderem Wege entfalten sollten. Diesbezüglich hat sich das E-DeMa-Konsortium für virtuelle Produkte entschieden. Hierfür sprachen wenigstens drei Gründe: Echte Produkte und die sich mit ihnen verbindenden finanziellen Risiken aus Sicht des potenziellen Teilnehmers hätten eine ggf. abschreckende Barriere bedeutet und wären nachteilig für die Teilnahmebereitschaft gewesen. „Echte" Produkte hätten zudem deutlich höhere Kosten der Abwicklung mit sich gebracht, dass die Energie außerhalb des Systems der Standardlastprofile zu beschaffen und zu bilanzieren gewesen wäre. Darüber hinaus bestand zumindest in einer Teilmodellregion die Absicht, alle Netzkunden als potenzielle Teilnehmer anzusprechen, was wiederum einen „echten" Stromvertrieb ausschließt.

Grundsätzlich ist jedes E-DeMa-Musterprodukt als eine Kombination aus der technischen Ausstattung (Zähler und Kommunikationseinheit, ggf. Display, ggf. Weiße Ware, ggf. µKWK-Anlage), aus einem variablen Tarif (Verbrauch, Einspeisung) sowie aus bestimmten Visualisierungsmöglichkeiten (E-DeMa-Marktplatz, ggf. HECUI, ggf. Display-Software) zu verstehen, wobei hier zunächst die Tarifgestaltung im Zentrum der Darstellung steht. Aus Sicht der Teilnehmer ist mit jedem Musterprodukt zudem ein (monatlicher) Nachweis verbunden. Dieser stellt den Projekterfolg des einzelnen Teilnehmers insofern dar, als festgestellt wird, wie gut sich der Teilnehmer an den virtuellen Tarif angepasst hat. Hierzu wird das tatsächliche Verhalten des Teilnehmers pro 1/4h mit demjenigen Verhalten verglichen, welches sich aufgrund des Standardlastprofils (H_0) für die historischen Verbräuche des Teilnehmers ergeben hätte (vgl. hierzu auch Kapitel 3.3.6.3.).[69]

---

[68] Grundsätzlich hat sich das E-DeMa-Konsortium darauf verständigt, die gültigen Preise i.d.R. min. 18h vorher zu publizieren. Die Preise wurden den Kunden über den Marktplatz und die anderen E-DeMa-Kundensysteme (Display etc.) bekanntgemacht (s.u.).

[69] Der E-DeMa-Erfolgsnachweis adressiert insofern ein grundsätzliches (erkenntnistheoretisches) Problem, welches bei Untersuchungen im Zusammenhang mit intelligenten Messsystemen häufig auftritt: Es ist i.d.R. unmöglich zu wissen, was der Proband getan hätte, falls ihm kein solches System eingebaut worden wäre, d.h. die Baseline gegen die entsprechende Effekte zu messen wären, ist nicht bekannt. In den Projekten E-DeMa und „Mülheim zählt." ist dieses Problem durch die Verwendung historischer Verbräuche jdf. teilweise gelöst worden. Hierbei ist es wichtig zu erkennen, dass ohne bereits eingebaute Smart Meter der historische Verbrauch wiederum nur als ein Wert in kWh/a bekannt ist – sein zeitlicher Verlauf also „geschätzt" werden muss, wie dies in E-DeMa durch Verwendung des H_0-Profils geschehen ist. Um dieses Problem zu vermeiden, wäre es ansonsten notwendig, zunächst die intelligenten Messsysteme zu verbauen, ein komplettes Jahr das Verhalten der

Tabelle B-11: Zusammensetzung der Musterprodukte

Musterprodukte	**erforderliches Gateway**	**Produktbausteine**	**Anmerkung**
E-DeMa.Basis	IKT-GW1	zeitvariabel flex	auch mit Sparfuchs-Option wählbar
E-DeMa.Effizienz	IKT-GW1	zeitvariabel flex	auch mit Sparfuchs-Option wählbar
E-DeMa.Balance	IKT-GW1	leistungsvariabel flex	auch mit Sparfuchs-Option wählbar
E-DeMa.Variabel	IKT-GW2	zeitvariabel flex	
E-DeMa.Flex	IKT-GW2	zeitvariabel flex Vermarktung Energie flex Leistungsflexibilität positiv (fernsteuerbare Last)	
E-DeMa.Komplex	IKT-GW2	zeitvariabel flex Vermarktung Energie flex Leistungsflexibilität positiv (fernsteuerbare Last) Leistungsflexibilität negativ (fernsteuerbare Einspei-sung)	

Die obige Tabelle zeigt die für das „Szenario 2012“ entwickelten Musterprodukte, die im Folgenden im Einzelnen erläutert werden. Neben den bereits aufgezeigten Restriktionen hat sich das Konsortium bei der Entwicklung der Musterprodukten von den folgenden zusätzlichen Überlegungen leiten lassen: Die ursprünglich entwickelten Musterproduktbausteine mit „fixem“ Charakter (z.B. zeitvariabel fix) waren für die Modellregion hinsichtlich eines Erkenntnisgewinns zum Verhalten der Kunden nicht relevant, da diesbezügliche Kundenreaktionen auf vertraglich fixe Laufzeiten und Preise bereits außerhalb des E-DeMa-Projektes ermittelt wurden. Aus diesem Grunde wurden alle Musterprodukte für die Modellregion **flexibel** gestaltet, d.h. insbesondere mit flexiblen Arbeitspreisen angeboten. Für die gesamte Laufzeit der Modellregion wurden pro E-DeMa-Musterprodukt folglich ex ante Arbeitspreisverläufe bestimmt. Die hierbei verwendeten Arbeitspreise sind stets als reine Arbeitspreise exklusive sonstiger Zuschläge, wie Steuern, Netznutzungsentgelte, Abgaben etc. zu verstehen und werden von EEX-Börsenpreisen abgeleitet. Die so ermittelten täglichen Preisprofile umfassen immer den Zeitraum von 0-24

Probanden aufzuzeichnen, um dann in einem zweiten Jahr tarifliche Experimente durchzuführen und ggf. in einem dritten Jahr zu messen, wie nachhaltig Verhaltensänderungen sind. Einen solchen langwierigen Versuchsaufbau mit Privatpersonen, die bspw. umziehen und deren Lebenssituation sich auch sonst häufig ändert (Kinder werden geboren, ziehen aus usw.) und insofern das Ergebnis verfälscht, zu unterhalten, ist bisher keinem dem E-DeMa-Konsortium bekannten Projekt gelungen.

Uhr und werden mindestens 18 Stunden vor Beginn des neuen Preisprofils (erster Tag des Monats/täglich) versendet. Grundsätzlich beträgt die Vertragslaufzeit mindestens 1 Monat, was mit dem ebenfalls zu jedem Produkt gehörenden monatlichen Erfolgsnachweis korrespondiert.

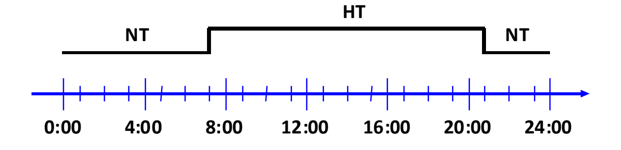
Es wurde darüber hinaus ein Preissystem verwendet, welche bewusst sehr hohe Tarifspreizungen enthält. Haupttarifzeiten (HT) und Nebentarifzeiten (NT) innerhalb der einzelnen Musterprodukte spiegeln die unterschiedlichen Beschaffungskosten im Sinne von Peak und Base, wie sie zum Zeitpunkt der Produktgestaltung an der Strombörse EEX ablesbar waren, wider. Insofern entspricht der NT-Arbeitspreis dem durchschnittlichen EEX-Baseload-Börsenpreis zuzüglich einer festen Marge von 2,00 ct/kWh. Für die Modellregion wurde anstatt der tatsächlichen Börsenpreisentwicklung von März bis November 2012, welche ex ante nicht bekannt sein konnte, der historische Datensatz der Börsenpreise vom April 2008 bis Dezember 2008 verwendet, da für diesen Zeitraum die Änderung der durchschnittlichen Differenz zwischen dem Peakload- und dem Baseload-Börsenpreis signifikant war. Die Preise für die weiteren Tarifzonen setzen sich aus dem NT-Preis und einem Zuschlag in Abhängigkeit des Börsenspreads zusammen. Unter Spread wird die durchschnittliche Differenz zwischen dem Peakload- und dem Baseload-Börsenpreis in der jeweils betrachteten Periode verstanden. Der Preisspread selbst wird mit einem Faktor von 5 multipliziert, um die Auswirkungen des in der Regel kleinen Preisspread deutlicher werden zu lassen. Insgesamt kann daher festgestellt werden, dass die E-DeMa-Produkte in ihrer preislichen Gestaltung eine Umgebung mit stark volatilen Strompreisen „simulieren“, wie sie für eine weitgehend dargebots-getriebene Erzeugungslandschaft der Zukunft zumindest wahrscheinlich sind.

2.3.1.1 Musterprodukte für IKT-GW1-Kunden

Insgesamt wurden sechs Musterprodukte für die IKT-GW1-Kunden bei E-DeMa definiert, welche die Kunden über den E-DeMa-Marktplatz wählen können. Die Teilnehmer können über den Marktplatz zudem zwischen diesen Produkten wechseln (vgl. unten zum Marktplatz). Alle IKT-GW1-Kunden erhalten ein IKT-Gateway 1 und eine Visualisierung des gewählten Tarifs bzw. des Verbrauchsverhaltens über den E-DeMa-Marktplatz und zusätzlich ggf. ein Inhouse-Display. Ergänzt wird diese Ausstattung durch den monatlichen Erfolgsnachweis, den der Kunde über den Marktplatz erhält. Die IKT-GW1-Kunden starten den Feldversuch im Musterprodukt E-DeMa.Basis und können danach frei entscheiden, mit welchen Musterprodukten sie den Feldversuch gestalten wollen.

Das Musterprodukt ***E-DeMa.Basis*** besitzt die nachfolgende Tarifstruktur:

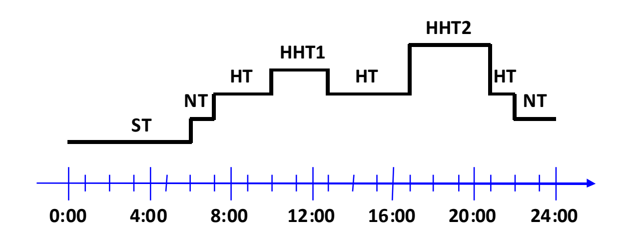
00:00 h – 07:00 h NT: Nebentarif (Preis x_1)
07:00 h – 21:00 h HT: Haupttarif (Preis x_2)
21:00 h – 24:00 h NT: Nebentarif (Preis x_1)



Dieses Produkt ist von der Tarifstruktur her bewusst einfach gewählt, um auch Kunden anzusprechen, die keine große Komplexität wünschen. Die Tarifierung erfolgt auf Monatsbasis, d.h. die Preise für die Tarifzeiten werden monatlich angepasst.

Das Musterprodukt ***E-DeMa.Effizienz*** besitzt grundsätzlich die nachfolgende Tarifstruktur:

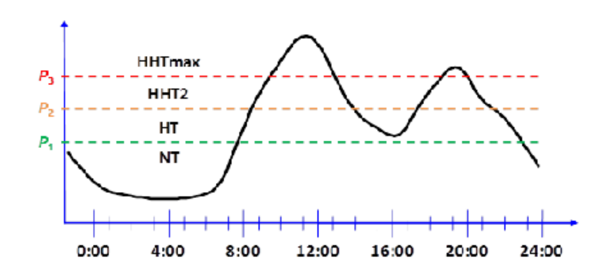
00:00 h – 06:00 h ST: Schwachlasttarif (Preis x_5)
06:00 h – 07:00 h NT: Nebentarif (Preis x_1)
07:00 h – 10:00 h HT: Haupttarif (Preis x_2)
10:00 h – 13:00 h HHT1: Hochtarif 1 (Preis x_3)
13:00 h – 17:00 h HT: Haupttarif (Preis x_2)
17:00 h – 21:00 h HHT2: Hochtarif 2 (Preis x_4)
21:00 h – 22:00 h HT: Haupttarif (Preis x_2)
22:00 h – 24:00 h NT: Nebentarif (Preis x_1)



Dieses Musterprodukt adressiert zusätzlich die Schwachlastregelung in der Konzessions-abgabenverordnung.[70] Während bei der herkömmlichen Messtechnik eine aufwendige Tarifschaltung mit Zweitarifzähler zur Nutzung einer Schwachlastregelung notwendig war, die sich für den Kunden erst bei größerer Verbrauchsverlagerung in die Schwachlastzeit rechnen konnte, ermöglichen die elektronischen Zähler die Nutzung entsprechender Regelungen ohne größeren Zusatzaufwand. Hierdurch können auch kleinere Energiemengen je Kunde nutzbringend in die Schwachlastzeit verschoben werden, um in Summe über alle Kunden eine spürbare Lastverlagerung zu erreichen. Die Tarifierung erfolgt nach einer Eingewöhnungsphase für die Teilnehmer am Feldversuch auf Tagesbasis, d.h. die Preise für die Tarifzeiten werden täglich angepasst. Hierzu werden die oben beschriebenen Tarife in den acht Tarifzeiten geändert und es entstehen neue Tarifstrukturen für den Endkunden. Die im Feldversuch verwendeten Tarifstrukturen werden in den folgenden Kapiteln beschrieben.

Das Musterprodukt ***E-DeMa.Balance*** besitzt die nachfolgende Tarifstruktur:

0 – P1 NT: Nebentarif (Preis x_1)
P1 – P2 HT: Haupttarif (Preis x_2)
P2 – P3 HHT2: Hochtarif 2 (Preis x_3)
> P3 HHTmax: Hochtarif max (Preis x_4)



Der Tarifierung dieses Musterproduktes liegen vier Leistungsbänder zugrunde. Die in den Leistungsbändern entnommene elektrische Arbeit wird aufsteigend höher bepreist (NT < HT < HHT2 < HHTmax). Die Tarifierung dieses Musterproduktes erfolgt auf Basis der ¼-h-Werte der entnommenen elektrischen Arbeit in den einzelnen Leistungsbändern, die im Vorfeld vertraglich festgelegt sind. Die Preise für die Leistungsbänder werden monatlich angepasst. Die Festlegung der Leistungsgrenzen $P_1 – P_3$ erfolgt kundenspezifisch unter Berücksichtigung des jeweiligen Jahresnormverbrauches[71] und einer festgelegten Bezugsdauer in Stunden:

$$P_1 = \frac{\text{Jahresnormverbrauch des Privatkunden}}{T_{B1}}$$

[70] vgl. hierzu § 2 Abs. 2 Nr. 1a KAV.

[71] Über eine entsprechende Einverständniserklärung der Teilnehmer waren dem Konsortium die Jahresnormverbräuche der Vergangenheit bekannt, sodass für jeden tatsächlich rekrutierten Teilnehmer im Bereich IKT-GW1 ein entsprechendes E-DeMa.Balance Produkt „berechnet" werden konnte.

$$P_2 = \frac{\text{Jahresnormverbrauch des Privatkunden}}{T_{B2}}$$

$$P_3 = \frac{\text{Jahresnormverbrauch des Privatkunden}}{T_{B3}}$$

In einer ersten Parametrierung orientierten sich die Leistungsgrenzen an den Jahresbenutzungsstunden der Grund-, Mittel- und Spitzenlast des deutschen Kraftwerksparks. Daher wurden bei der Berechnung für P_1, P_2 und P_3 ursprünglich abhängig von den Jahresbenutzungsstunden der Kraftwerke, d.h. für T_{B1} galten 8.760 Stunden, für T_{B2} 5.500 Stunden und für T_{B3} 2.500 Stunden.

Modelltheoretische Überlegungen gaben keinen Anhalt für eine genaue Wahl der Bezugsstunden, da zu einem solchen lastvariablen Produkt bisher noch keine Erfahrungen vorlagen. Die abschließende Wahl der Bezugsstunden konnte daher erst im laufenden Feldversuch erfolgen (siehe Kapitel 3.4.1.).

Sparfuchs-Option

Die drei Musterprodukte ***E-DeMa.Basis.Spar***, ***E-DeMa.Effizienz.Spar*** und ***E-DeMa.Balance.Spar*** enthalten neben den vorherigen Beschreibungen noch die Zusatzkomponente „Sparfuchs“. Durch diese Zusatzkomponente wird der Kunde mit gezielten Preisnachlässen zum Energiesparen angeregt. Diese drei Musterprodukte konnten innerhalb der ersten drei Monate des Feldversuchs von den Haushalten gewählt werden. Die Zusatzkomponente gilt ab Vereinbarung für die gesamte Restlaufzeit des Feldversuchs, um unterjährige Optimierungen zu unterbinden und eine dauerhafte Einsparung anzustreben. Der Kunde erklärt mit seiner entsprechenden Produktwahl, dass er beabsichtigt, seinen anteiligen Jahresverbrauch während des Zeitraums des Feldversuchs mit mindestens 7 % zu unterschreiten und erhält dafür einen Rabatt auf den reinen Arbeitspreis. Kalkulationsbasis ist der Stromverbrauch der Vorjahresperiode des Kunden. Sofern das vereinbarte Minderverbrauchsziel am Ende des Zeitraums der Modellregion erreicht wird, erhält der Kunde 7 % Rabatt auf den reinen Arbeitspreis der laufenden Abrechnung. Bei einer Nichteinhaltung der vereinbarten Einsparziele wird ein Zuschlag auf den reinen Arbeitspreis in Höhe von 5 % fällig, sofern der Vorjahresverbrauch nicht überschritten wird. Bei Überschreitung des Vorjahresverbrauchs wird ein Zuschlag auf den reinen Arbeitspreis in Höhe von 10 % berechnet.

2.3.1.2 Musterprodukte für IKT-GW2-Kunden

Alle Kunden, die im Bereich IKT-GW2 am E-DeMa-Projekt teilnehmen, werden grundsätzlich mit intelligenter Weißer Ware ausgestattet (Smart-Start-fähige Waschmaschine sowie entweder Trockner oder Geschirrspüler). Die deutlich kosten-intensivere Ausstattung der IKT-GW2-Teilnehmer bedingt, dass von einer festen, zahlenmäßig begrenzten Kundengruppe ausgegangen werden musste. Aufgrund der insofern erwarteten in Relation zu IKT-GW1 deutlich geringeren Gesamtzahl wurde eine feste Zuordnung der Teilnehmer auf bestimmte IKT-GW2 Musterprodukte angestrebt und umgesetzt, um jeweils eine bestmögliche Stichprobe zu erhalten.

Insgesamt wurden drei Musterprodukte für die IKT-GW2-Kunden bei E-DeMa definiert. Alle IKT-GW 2-Kunden erhalten ein IKT-Gateway 2 und eine Visualisierung des Tarifes sowie des Verbrauchsverhalten über den E-DeMa-Marktplatz. Dem Kunden steht darüber hinaus ein sogenanntes **H**ome **E**nergy

Control **U**ser **I**nterface (HECUI)[72] zur Verfügung, auf dem dieser seinen Lastgang verfolgen, seine aktuellen Preisinformationen einsehen und Informationen zu dem aktuellen Zustand seiner Geräte sowie zu historischen Geräteeinsätzen erhalten kann. Ergänzt wird diese Ausstattung durch den monatlichen Erfolgsnachweis, den der Kunde über den Marktplatz erhält.

Bei dem Musterprodukt ***E-DeMa.Variabel*** entsprechen die Tarifstruktur und die Preise für den Strombezug des Kunden dem Musterprodukt E DeMa.Effizienz für IKT-GW1-Kunden. Die Tarifierung erfolgt auf Tagesbasis, d.h. die Preise für die Tarifzeiten werden täglich angepasst. Da der Kunde mit einem IKT-GW2 ausgestattet ist, kann er die ihm zur Verfügung gestellte Weiße Ware zwecks Stromkostenoptimierung über das IKT-GW2 automatisch inhouse, d. h. ohne Zugriff von außen durch den Aggregator, ansteuern lassen. Die Bereithaltung der Weißen Ware, das gewählte Programm sowie die späteste Endzeit werden an das IKT-GW2 übermittelt und dieses bestimmt aufgrund des für den aktuellen Tag geltenden Preisverlaufs und der Randbedingungen den optimalen Zeitpunkt zum Start der Geräte.

Bei dem Musterprodukt ***E-DeMa.Flex*** entsprechen die Tarifstruktur und die Preise für den Strombezug des Kunden dem Musterprodukt E-DeMa.Variabel. Darüber hinaus beinhaltet das Musterprodukt eine positive Leistungsflexibilität der Weißen Ware, die dem Aggregator in der Modellregion zur Verfügung gestellt wird. Der Kunde aktiviert vor 9 Uhr morgens die Smart-Start Funktion seiner Weißen Ware und wählt eine gewünschte Endzeit nach 18 Uhr, zu dem das Waschprogramm spätestens beendet sein soll. Umfasst die Bereitstellungsdauer den Zeitraum 9-18 Uhr, erhält der Kunde ein Entgelt vom Aggregator in Höhe von 0,35 €. Die Anzahl der Bereitmeldungen ist nicht vorab vertraglich vereinbart, sodass der Kunde frei entscheiden kann, ob und wie häufig er dem Aggregator eine Flexibilität gewährt. Wählt der Kunde einen Endzeitpunkt nach 18 Uhr und es erfolgt kein Aggregatorzugriff, wird die jeweilige Maschine rückwärtsgesteuert tarifoptimiert zugeschaltet. Dies bedeutet, dass die Maschine so zugeschaltet wird, dass sie im verbleibenden Zeitraum zum günstigsten Tarif läuft und definitiv zur gewünschten Endzeit des Kunden fertig ist. Für die Bereitschaft, mindestens 40 Mal im Jahr die Weiße Ware vorzuhalten, wird dem Kunden zudem eine einmalige Grundprämie in Höhe von 20,00 € pro Jahr gezahlt. Wird der Wert von 40 Bereitstellungen nicht erreicht, entfällt die Grundprämie. Sofern die Statusabfrage des Aggregators vor der beabsichtigten Schalthandlung ergibt, dass entgegen der vorherigen Bereitschaftsmeldung das Gerät nicht schaltbereit ist, so wird eine (Straf-)Gebühr in Höhe des fünffachen Entgelts je Leistungsbereitstellung fällig. Diese Struktur soll den Teilnehmern verdeutlichen, dass der Aggregator seinerseits ein Geschäftsmodell verfolgt, welches ohne eine gewisse Sicherheit über die zur Verfügung stehende Flexibilität nicht funktionieren kann.

Es erfolgt kein Arbeitspreisausgleich für eine ggf. in ungünstigen Tarifzeiten erfolgende Zuschaltung. Sollte das Gerät vom Aggregator also zu einer Zeit angestellt werden, zu der ein hoher Preis gilt, bedeutet dies für den Kunden, dass er den hohen Bezugspreis für den Stromverbrauch des Gerätes zu zahlen hat, der jedoch durch die vom Aggregator gezahlte Bereitstellungsvergütung in der Regel kompensiert wird.

Bei dem Musterprodukt ***E-DeMa.Komplex*** wird jeder Kunde außer mit zwei Geräten der Weißen Ware zusätzlich mit einer µKWK-Anlage ausgestattet. Die Tarifstruktur und die Preise für den Strombezug des Kunden entsprechen dem Musterprodukt E-DeMa.Variabel. Auch wenn die Anlagen real unter bestimmten Förderlogiken betrieben werden, ist für den Feldversuch ein Musterprodukt erstellt worden, welches eine Tarifstruktur für die Einspeisung vorgibt.

[72] Das HECUI läuft auf einem Webserver, der in das IKT-GW2 integriert ist und über den PC des Teilnehmers eingesehen werden kann.

Die Vermarktung der Leistungsflexibilität (positiv) der Weißen Ware sowie die Vergütung des eingespeisten Stroms und die Vermarktung der Leistungsflexibilität (negativ) der µKWK-Anlage werden in diesem Musterprodukt dem Aggregator überlassen. Die Leistungsflexibilität der Weißen Ware unterliegt dabei denselben Bedingungen, wie bei dem Musterprodukt E-DeMa.Flex.

Mit der Vereinbarung der Leistungsflexibilität der µKWK-Anlage verpflichtet sich der Kunde, diese durch den Aggregator fernsteuern zu lassen, so dass dieser bei Bedarf die Einspeisung im Netz erhöhen kann. In der Modellregion ist nur die Zuschaltung der µKWK-Anlagen vorgesehen, nicht jedoch deren Abschaltung. Hierdurch wird in jedem Fall sichergestellt, dass der Wärmebedarf des Kunden durch die Inhouse-Steuerung der Anlage zu jedem Zeitpunkt gedeckt wird. Die Zuschaltung durch den Aggregator bedeutet somit ein Vorziehen des Aufheizens des Speichers, aber nie eine Verzögerung. Die entsprechende Steuerung der µKWK-Anlagen wurde in Form eines Aggregatorfahrplans für den Feldversuch vordefiniert, d.h. das Ziel war es vor allem herauszufinden, ob eine solche Steuerung grundsätzlich durchführbar ist und ob sich die Kunden solchen Eingriffen in ihren Alltag unterwerfen, solange diese weitgehend unmerklich sind.

2.3.1.3 Tarifstrukturen der Musterprodukte

Jede Tarifstruktur der Musterprodukte besteht aus bis zu fünf Tarifen. Während die Preise der Tarife im Produkt E-DeMa.Basis und E-DeMa.Balance sich nur monatlich ändern, ändern sich die Preise der Tarifzeiten der Musterprodukte E-DeMa.Effizienz, E-DeMa.Variabel, E-DeMa.Flex und E-DeMa.Komplex auf der Lastseite täglich. Die Implementierung der täglich wechselnden Preise erfolgt durch Variation von vier verschiedenen Tarifstrukturen im Laufe des Feldversuchs. Bei diesen Tarifstrukturen werden die Tarifzeiten konstant gelassen und nur einzelne Tarife ausgetauscht, wie nachfolgend beschrieben wird.

Allen Kunden mit täglich wechselnden Preisen wird eine Zeit der Eingewöhnung gewährt. Daher haben die Kunden mit dem Produkt E-DeMa.Effizienz in den ersten drei Monaten und die Kunden mit den IKT-GW2-Produkten im ersten Monat des Feldversuchs zunächst jeden Tag die Tarifstruktur „Standard“.

Die Tarifstruktur „Standard“ bedeutet, dass die Preise in der Nacht niedriger als am Tag und die Zeiten um die Mittags- und Abendspitze besonders teuer sind (s. Abbildung B-32).

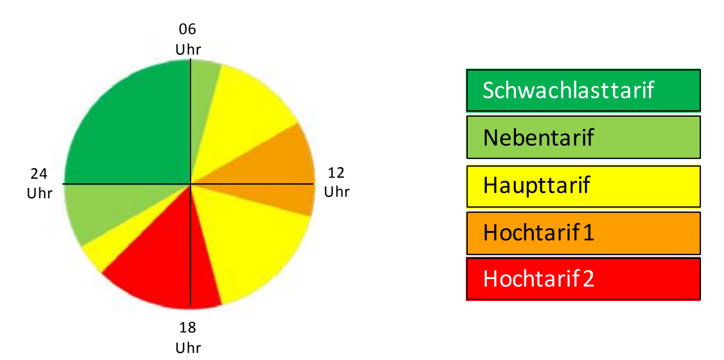


Abbildung B-32: Tarifstruktur Standard der Musterprodukte

Ab Juli bzw. Mai 2012 kommen drei weitere Tarifstrukturen dazu, die stochastisch auf die verbleibenden Tage des Feldversuchs verteilt werden. An ca. 65 % der Tage dieser Zeiträume bleibt die Tarifstruktur „Standard“, an ca. 16 % der Tage wird die Tarifstruktur „Happy-Holiday“ eingesetzt und an 19 %

der Tage die Tarifstruktur „Sunny-Brunch“ oder „Stormy-Dinner“. Die Häufigkeit der Änderungen wird jeden Monat erhöht.

In der Tarifstruktur „Happy-Holiday“ sind die Preise den ganzen Tag über niedrig (s. Abbildung B-33). Diese Tarifstruktur wurde an Sonn- und Feiertagen im Feldversuch eingesetzt, um herauszufinden, ob sich dadurch Kundenlasten hin zu einem bestimmten Tag verschieben lassen.

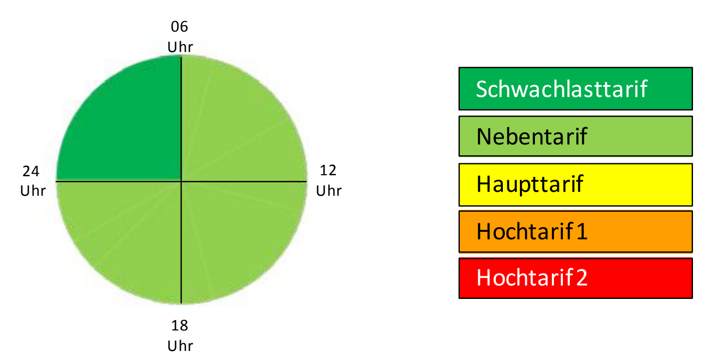


Abbildung B-33: Tarifstruktur Happy-Holiday der Musterprodukte

Bei der Tarifstruktur „Sunny-Brunch“ wird im Gegensatz zur Tarifstruktur „Standard“ die üblicherweise teure Mittagszeit zur günstigsten Zeitzone des Tages (s. Abbildung B-34). Ziel dieser Tarifstruktur ist es herauszufinden, ob die Endkunden auf kurzfristige Preissignale für die Mittagszeit reagieren, z.B. für den Fall von hoher Solareinspeisung in das Netz zur Mittagszeit.

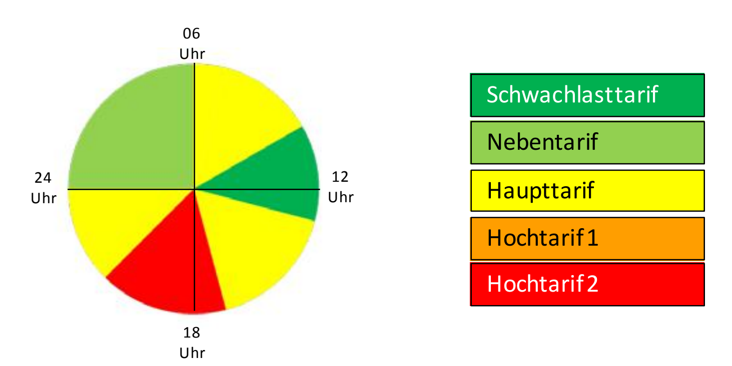


Abbildung B-34: Tarifstruktur Sunny-Brunch der Musterprodukte

Bei der Tarifstruktur „Stormy-Dinner“ wird, ähnlich der Tarifstruktur „Sunny-Brunch“, die üblicherweise teure Abendzeit in der Tarifstruktur Standard zur günstigsten Zeitzone des Tages (s. Abbildung B-35). Ziel dieser Tarifstruktur ist es herauszufinden, ob die Endkunden auf kurzfristige Preissignale für die Abendzeit reagieren, z.B. für den Fall von hoher Windeinspeisung in das Netz am Abend.

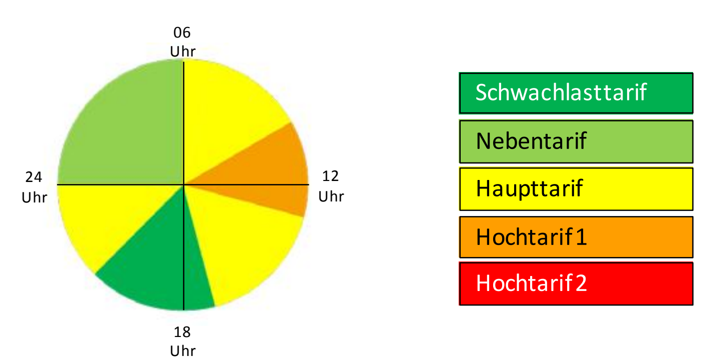


Abbildung B-35: Tarifstruktur Stormy-Dinner der Musterprodukte

Die Bildung der Preise[73] der Tarife für die Musterprodukte orientierte sich an den EEX-Börsenpreisen. Für die Lastseite entspricht der NT-Arbeitspreis dem durchschnittlichen EEX-Baseload-Börsenpreis jeweils zwei Monate vor Gültigkeit zuzüglich einer festen Marge von 2,00 ct/kWh. Für die Modellregion wird für den Zeitraum von April bis Dezember 2012 anstatt der tatsächlichen Börsenpreisentwicklung von Februar bis Oktober 2012 der historische Datensatz der Börsenpreise vom April 2008 bis Dezember 2008 verwendet, da dort die Änderung der durchschnittlichen Differenz zwischen dem Peakload- und dem Baseload-Börsenpreis signifikant war. Die Preise für die weiteren Tarife setzen sich aus dem NT-Preis und einem Zuschlag in Abhängigkeit des Börsenspreads zusammen. Unter Spread wird die durchschnittliche Differenz zwischen dem Peakload- und dem Baseload-Börsenpreis in der jeweils betrachteten Periode verstanden. Der Preisspread selbst wird mit einem Faktor von 5 multipliziert, um die Auswirkungen des in der Regel kleinen Preisspreads deutlicher werden zu lassen. Die Preise für die Tarife ST, HT, HHT1, HHT2, HHTmax ergeben sich demnach wie in der nachfolgenden beschrieben:

Tabelle B-12: Tarife und Preise für die Lastseite der Musterprodukte

Tarif	**Preis**
ST: Schwachlasttarif	NT-Preis – 1,00 ct/kWh
HT: Haupttarif	NT-Preis + 5 x Spread
HHT1: Hochtarif 1	NT-Preis + 5 x (2,00 ct/kWh + Spread)
HHT2: Hochtarif 2	NT-Preis + 5 x (3,00 ct/kWh + Spread)
HHTmax: Hochtarif max	NT-Preis + 5 x (8,00 ct/kWh + Spread)

Die Tarifstruktur für die **Einspeiseseite** ist analog zur Lastseite aus fünf Tarifzonen in acht Zeitzonen zusammengesetzt und der NT-Arbeitspreis entspricht 75 % des durchschnittlichen EEX-Baseload-Börsenpreises jeweils zwei Monate vor Gültigkeit, was einer Direktvermarktung des eigenerzeugten Stroms über den Aggregator entspricht. Die Tarife und Preise für die Einspeiseseite der Musterprodukte sind Tabelle B-13 zu entnehmen.

Tabelle B-13: Tarife und Preise für die Einspeiseseite der Musterprodukte

Tarifzeit	**Preis**
ST: Schwachlasttarif	NT-Preis – 1,00 ct/kWh
HT: Haupttarif	NT-Preis + Spread
HHT1: Hochtarif 1	NT-Preis + 2 x Spread
HHT2: Hochtarif 2	NT-Preis + 3 x Spread

2.3.2 Visualisierungslösungen

In den obigen Beschreibungen der Musterprodukte ist das E-DeMa-Konsortium regelmäßig davon ausgegangen, dass die unter dem Einfluss dieser Produkte agierenden Teilnehmer sich an der virtuellen „Tarifgestaltung“ orientieren und ihren Stromverbrauch entsprechend optimieren. Im Rahmen dieser Annahme kam daher der Entwicklung eines entsprechenden Instrumentariums, welches es den Teil-

[73] reiner Arbeitspreis ohne gesetzliche und sonstige Zuschläge

nehmern erlauben sollte, sowohl ihre tatsächlichen Verbräuche und deren tarifliche Bewertung einzusehen, als auch mit wenigstens 18h Vorlauf etwaige neue Preise wahrnehmen zu können, eine große Bedeutung zu. Die zentrale Rolle einer direkten Visualisierung der Verbräuche und Musterprodukte über möglichst alle beteiligten Sparten für die Teilnehmer im E-DeMa-Feldversuch war bereits in der Vorhabensbeschreibung angelegt worden, da zusätzlich die Hypothese bestand, dass sich das Verhalten der Verbraucher vor allem auch durch eine verbesserte (Verbrauchs-)Transparenz beeinflussen lässt. Demzufolge ist die Entwicklung und Bereitstellung von Visualisierungslösungen ein zentraler Bestandteil von E-DeMa bzw. des Feldversuchs. Dabei wird die Philosophie verfolgt, dass auf einem gesonderten Anzeigegerät/Display die aktuellen handlungsmotivierenden Informationen dargestellt werden, während auf dem Marktplatz (s.u.) vor allem die historischen Daten und deren Analyse einzusehen sind. Entsprechend der sehr unterschiedlichen technischen Ausprägungen der Haushalte und deren Zielsetzungen (Basis-Lösung: manuelle Verbrauchssteuerung auf der Grundlage des IKT-GW1; Automatisierungslösung: autom. Tarifoptimierte Last- und Einspeisesteuerung auf der Grundlage des IKT-GW2) legten die Anforderungen und Rahmenbedingungen an die Visualisierung eine Differenzierung der technischen Lösungen nahe.

2.3.2.1 Anforderungen und Realisierung einer Visualisierung in der Basis-Lösung (IKT-GW1-Kunde)

Ausgehend von den Erkenntnissen, die aus anderen Projekten heraus bekannt waren[74], sind Feed-Back-Systeme eine wichtige Voraussetzung für eine nachhaltige Verhaltensänderung bei Verbrauchern (Consumer), die eine der beiden Zielgruppen im E-DeMa-Konzept sind. Die Einbindung einer Visulisierungslösung in die Basisausstattung der Haushalte (IKT-GW1, verbraucherseitige manuelle Laststeuerung) ist in Abbildung B-36 dargestellt.

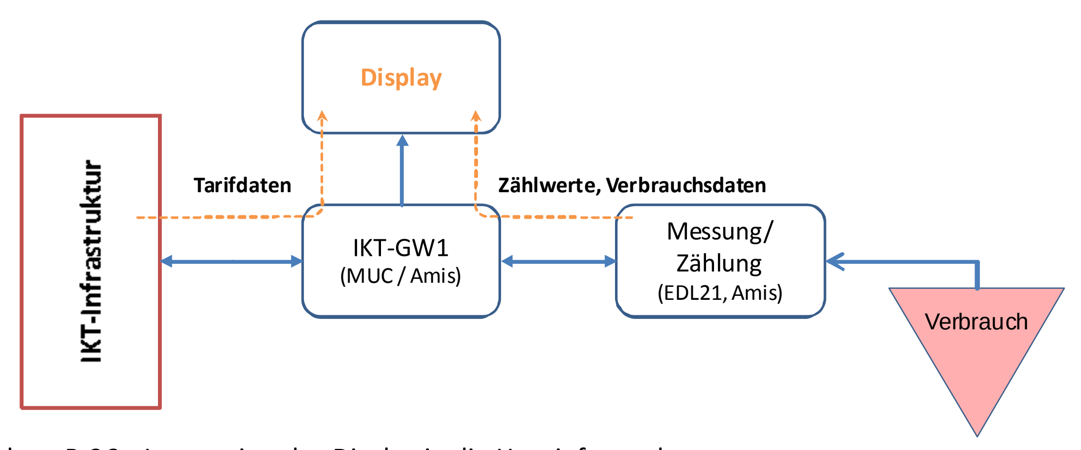


Abbildung B-36: Integration des Display in die Hausinfrastruktur

Die Aufgabe der Visualisierung ist einerseits die Darstellung des aktuellen Verbrauchs eines Haushalts, die vom IKT-GW1 in Zusammenwirken mit dem Zähler als Zeitreihe zusammengestellt wird und andererseits die Einordnung dieser Verbrauchsverläufe in die vom Haushalt gewählte Tarifstruktur (Stromprodukte, Produkte anderer Sparten wie Gas, Wasser, Wärme). Die Anforderungen an die Visualisierungslösung und ein Display als technische Realisierung ergeben sich dabei zum einen aus der funktionellen Perspektive des E-DeMa-Konzeptes und zum anderen aus technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die die Umsetzbarkeit und Akzeptanz einer technischen Lösung sicherstellen sollen:

[74] Intelliekon-Projekt, „Nachhaltiger Energiekonsum von Haushalten durch intelligente Zähler-, Kommunikations- und Tarifsysteme“, Ergebnisbericht – November 2011, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Herausgeber), Gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung

- Visualisierungskonzept:
  - Inhalt (Verbräuche, Zeitreihen, Tarifinformationen, Meldungen)
  - Umfang (Detailtiefe)
  - Ergonomie (Gestaltung im Hinblick auf Verständlichkeit)
- Ausprägung und Architektur
  - Ausprägung der inhouse-Infrastruktur und Konnektivität mit IKT-GW1
  - Fehlertoleranz und Anwenderfreundlichkeit (Bedienbarkeit)
  - Technische Realisierbarkeit und Produktionskosten

Mit Blick auf den Feldversuch ist das seitens des E-DeMa-Konsortiums bezüglich der angestrebten Visualisierung im „Szenario 2012“ entwickelte Verständnis strikt funktional geprägt, d.h. die unbedingt (musterproduktseitig) geforderten Funktionalitäten standen im Vordergrund der Entwicklungsarbeiten, wogegen modernes Design bzw. Look-and-Feel (Ergonomie) nicht zuletzt aufgrund der budgetären Begrenzungen zwar nur mit zweiter Priorität verfolgt, jedoch auch berücksichtigt wurden. Da die Visualisierung sich an dem jeweils darzustellenden Produkt ausrichten muss, sieht der Kunde nur die für ihn relevanten Daten, d.h. sein tatsächliches Nachfrageverhalten im Hinblick auf sein aktuelles Musterprodukt. Es werden insofern keine hypothetischen Informationen bereitgestellt. Aus dem zuvor Dargestellten ergibt sich zudem, dass den Kunden je nach Tarif (Musterprodukt) unterschiedliche Informationen visualisiert werden müssen.

Dabei ist es im Vergleich zu den (zeitverzögerten) Anzeigefunktionalitäten des E-DeMa-Marktplatzes ein wesentlicher Vorteil der E-DeMa-Display-Lösungen, dass dem Kunden seine Verbrauchsdaten in „Quasi-Echtzeit“ angezeigt werden können. Die wichtigste technische Voraussetzung für eine solche sehr aktuelle Anzeige ist daher eine Quasi-Echtzeit-Kommunikation des jeweiligen Displays mit der Datenquelle (sofern es sich um „Zählerdaten“ handelt also das bei allen Teilnehmern vorhandene IKT-GW1). Zusätzlich soll das Display jeweils nur diejenigen Sparten (Elektrizität, Gas, Wasser) anzeigen, die bei dem jeweiligen E-DeMa-Kunden auch tatsächlich eingebunden sind (die übrigen werden ausgeblendet). Die Displaytechnik muss darüber hinaus sicherstellen, dass das Display die Tarife und die Tarifzonen des Kunden „kennt“.

Eine Anzeige des aktuellen Lastverlaufs ist zentral für jede Displaylösung. Alle historischen Lastverläufe und weiteren Informationen soll der Kunde im Projekt E-DeMa dagegen am Marktplatz einsehen können. Dies entspricht der Philosophie, dass auf dem Display die aktuellen handlungsmotivierenden Informationen dargestellt werden, während auf dem Marktplatz die historischen Daten und deren Analyse dargestellt werden. Zielsetzung war eine einfache, aussagekräftige Anzeige.

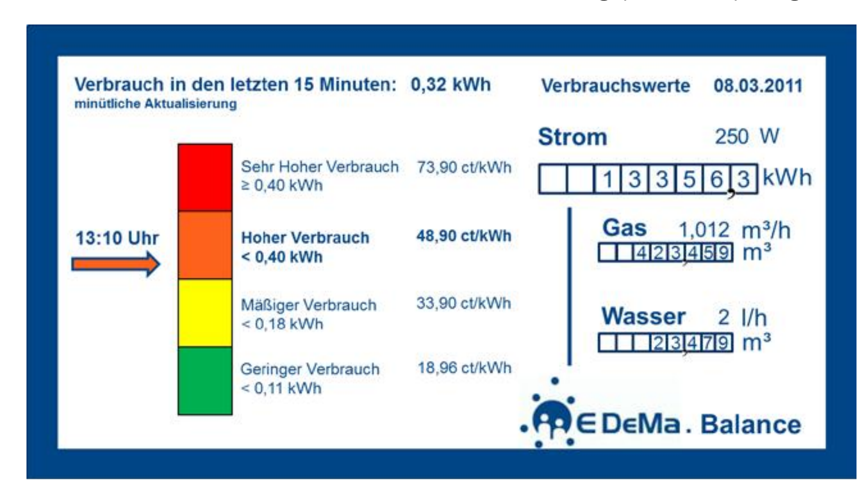
Je nach gewähltem Musterprodukt muss die Visualisierung geeignet angepasst werden. Dies betrifft vor allem:

- Den angezeigten Produktnamen (Es handelt sich hierbei um sechs Produktnamen)
- Die Tarifzonen (Tarifzeiten bei Basis und Effizienz bzw. Leistungsbänder bei Balance) mit den zugehörigen Arbeitspreisen
- Die farbliche Darstellung der Tarifzonen des Tages

Darüber hinaus müssen unabhängig davon, welches Produkt der Kunde gewählt hat, folgende dynamische Aspekte angezeigt werden:

- Der Lastverlauf
- Die aktuelle Uhrzeit (über dem Pfeil)
- Zählerstände
- Aktueller Verbrauchswert der jeweiligen Sparten

Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft für das Produkt E-DeMa.Balance eine entsprechende Anzeigelogik, wie sie einem Haushaltskunden mit der Basisausstattung (IKT-GW1) dargeboten werden soll.



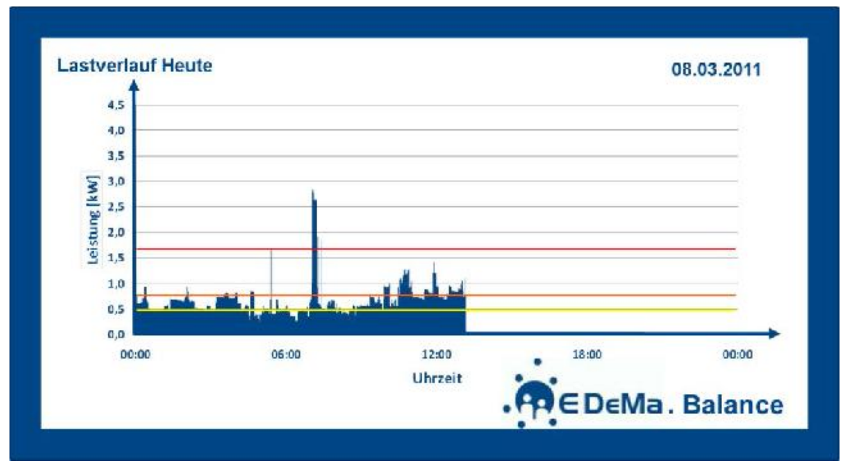


Abbildung B-37: Konzept der Visualisierung am Beispiel des Tarifs E-DeMa Balance

Weitere Anforderungen an das Visualisierungskonzept ergeben sich bzgl. der Ergonomie der Display-Lösung insgesamt. Diese Anforderungen betreffen nicht allein die Übersichtlichkeit und Transparenz der Anzeige, sondern auch die Einfachheit der Bedienung des Displays. Mit wenigen Hinweisen in einer Bedienungsanleitung oder einer Online-Hilfe soll das Display dabei für Anwender leicht nutzbar werden. Diese Anforderung umfasst dann auch eine Robustheit gegenüber Fehlbedienungen.

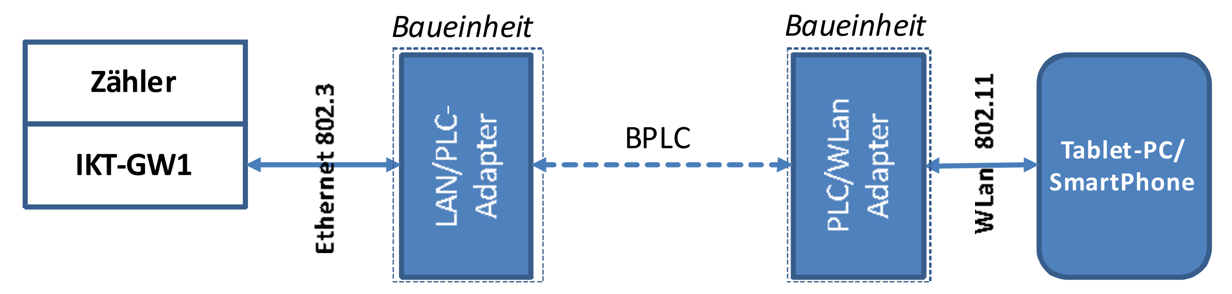
Bezüglich der Architektur und Ausprägung der Visualisierungslösung sind die baulichen Gegebenheiten und die Ausprägung der Inhouse-Infrastruktur für die Konnektivität des Displays mit der Datenquelle (IKT-GW1) von entscheidender Bedeutung. Entscheidende Kriterien sind dabei:

- Verwendung von marktgängigen Standardkomponenten, deren Zuverlässigkeit im Einsatz bereits nachgewiesen ist
- Geringer Installations- und Inbetriebnahmeaufwand („Plug and Play“-Fähigkeit)
- Geringer Aktualisierungsaufwand der erforderlichen Komponenten im Kundenhaushalt z.B. im Falle von Updates

- Als massenmarkttaugliche Lösung ist eine Kostenobergrenze für die zusätzliche Gerätetechnik -Display einschließlich Adapter, Router etc.- einzuhalten (Low-Cost-Lösung).

Das Konsortium hat nach eingehender Analyse verschiedener Möglichkeiten zwei Alternativen entwickelt (Abbildung B-38), die im Rahmen des Feldversuchs realisiert werden sollten.

Variante a) PLC-Schnittstelle



Variante b) WLan-Schnittstelle/Server-Lösung

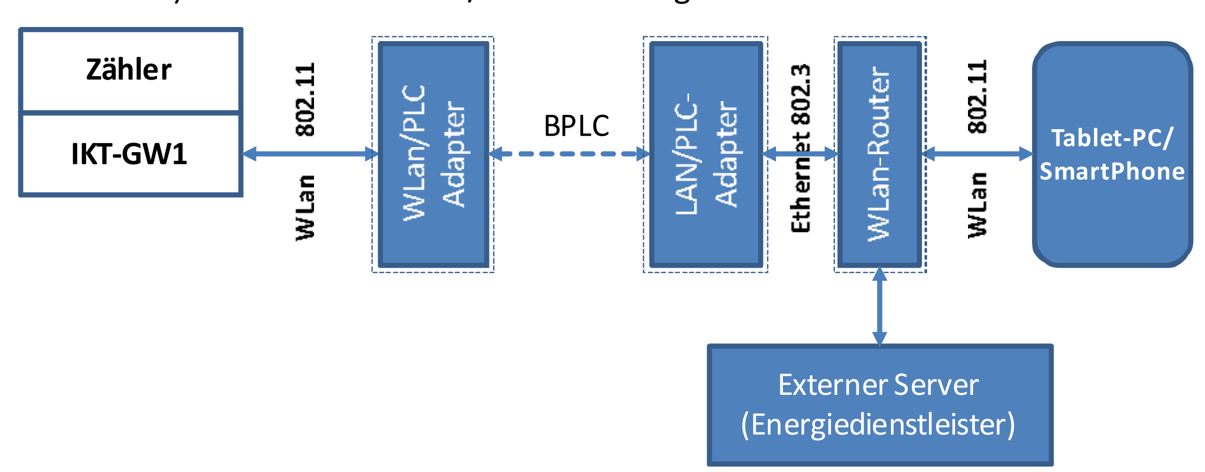


Abbildung B-38: Konzeptalternativen der Anbindung eines Displays an das IKT-GW1

Geprägt durch die rasante Entwicklung bei Klein- und Kleinstrechner (Netbooks, Tablet, Smart-Phones etc.) und den damit einhergehenden Preisverfall für entsprechende IKT-Komponenten stellen Visualisierungslösungen auf der Basis von Tablet-PCs oder Smart Phones inzwischen eine sehr gute Lösung dar. Einerseits bieten sie eine hohe Flexibilität im Hinblick auf die oben beschriebenen funktionellen und ergonomischen Anforderungen an eine Visualisierung, wobei andererseits durch die Entwicklungen am Markt inzwischen auch die Randbedingungen bzgl. des skizzierten Kostenrahmens eingehalten werden können. Letzteres ist vor allem für die Geschäftsmodelle von Messdienstleistern, Energiedienstleistern oder IKT-GW-Betreibern von großer Bedeutung, da diese eine Visualisierungslösung am Endkundenmarkt absetzen müssen.

Für den Einsatz in den Modellregionen wurden die in Abbildung B-38 dargestellten Konzepte verwirklicht, um mit den zugrunde liegenden unterschiedlichen Datenhaltungs- und Datenverarbeitungsphilosophien Erfahrungen zu sammeln. Wesentliches Merkmal der Variante *a* ist die ausschließliche Verarbeitung der Verbrauchsdaten innerhalb eines Haushaltes. Die softwaretechnische Realisierung der Visualisierung sowie der damit verbundene Datenabruf vom IKT-Gateway innerhalb des Endgeräts (z.B. als App) vorgenommen wird. Demgegenüber findet bei der Variante *b* die Verarbeitung der Daten, die vom IKT-GW abgerufen werden, auf einem Server statt, der z.B. von einem Energiedienstleister betrieben wird. Die Auswertung und Visualisierung der Daten ist auf diesem Server als Webportallösung zu realisieren, für die Darstellung auf dem Kunden-Display ist in diesem Fall ein einfacher Internetbrowser

oder eine einfache Darstellungs-App einsetzbar. Wesentlicher Vorteil der Variante *a* ist der Verbleib der Daten innerhalb des Haushalts und damit eine größere Sicherheit im Hinblick auf den Datenschutz. Demgegenüber liegt der Vorteil der Variante *b* auf einem geringeren technischen Aufwand im Kundenhaushalt. So kann sich diese Variante auf Hardware abstütztlen, die heute bereits in vielen Haushalten vorhanden ist (WLAN-Router für den Internetzugang, Smart Phone, PC etc.).

Die Variante a wird für eine Realisierung in der Modellregion Mülheim-Saarn, die Variante b für eine Realisierung in Krefeld vorgesehen. Die entsprechende Realisierung der Visualisierungssoftware auf einem Tablet-PC (Variante *a*) wurde nach den Vorgaben des Konsortiums durch die FH Dortmund vorgenommen. Bei der Realisierung der Variante *b* wurde auf eine vorhandene Lösung der Fa. Digi International GmbH zurückgegriffen, die auf das Visualisierungskonzept von E-DeMa angepasst wurde.

Entwurf und Umsetzung des Konzeptes für die Teilmodellregion Mülheim

Für den Betrieb einer Display-Einheit in der Modellregion Mülheim wurde ein Kommunikationskonzept entwickelt, welches eine einfache Integration der Gerätetechnik in einen Kundenhaushalt ermöglicht. Dafür wurden weitgehend Standard-Hardware-Komponenten eingesetzt, die auf dem Markt verfügbar sind, um somit auf Erfahrungswerte bezüglich der betrieblichen Sicherheit und der einfachen Konfigurierbarkeit bzw. Inbetriebnahme zurückgreifen zu können.

Für die Anbindung der Display-Einheit an das IKT-GW1 wurde eine einfache Kommunikationsstrecke über verschiedene Konverter geschaffen (siehe Abbildung B-39), um:

a) eine möglichst hohe Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit zu ermöglichen

b) einen abhörsicheren Datenverkehr zwischen Display und IKT-Gateway gewährleisten

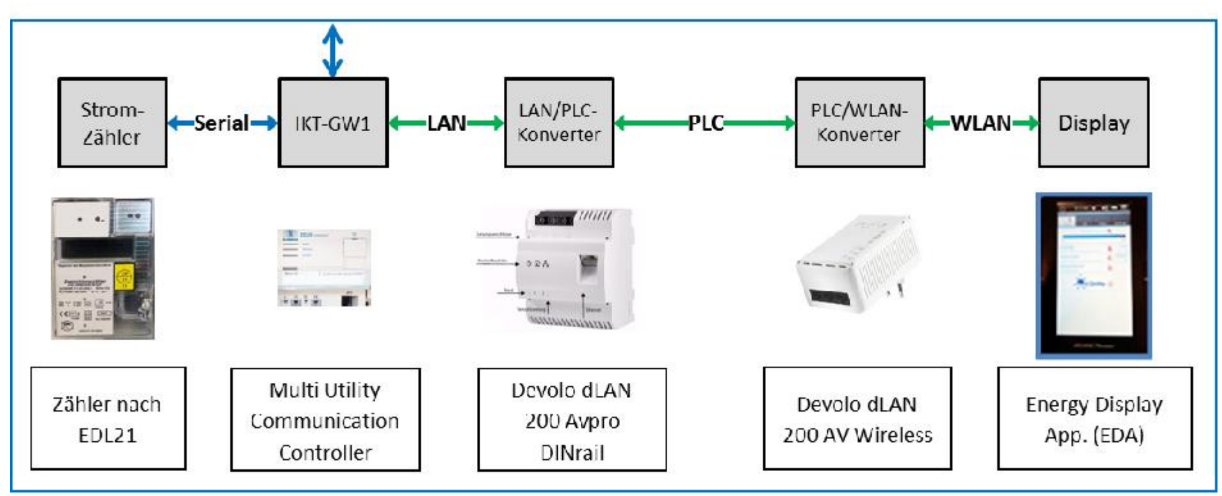


Abbildung B-39: Kommunikationsarchitektur und eingesetzte Komponenten für die Visualisierungslösung in der Teilmodellregion Mülheim

Die örtliche Lage des Gateways in der Zählertafel (mit dem elektronischen Zähler in einem Gehäuse), ist vorwiegend im Keller oder im Eingangsbereich einer Wohneinheit und kann von Haushalt zu Haushalt stark variieren. Daher wurde für die Realisierung des Kommunikationsweges zwischen IKT-Gateway und Display die Übertragungstechnologie PLC ausgewählt. Hierfür sprach einerseits die Verfügbarkeit von Standard-Komponenten am Markt (LAN/PLC-Konverter, PLC/WLAN Konverter der Firma Devolo) und andererseits vorhandene Betriebserfahrungen bzgl. der Zuverlässigkeit. Zudem kann der gatewaynahe LAN/PLC-Adapter aufgrund seiner Bauform in einem Verteilerkasten auf einer Hutschiene neben dem Gateway montiert werden und verteilt die Daten über jede Phase des Stromnetzes

(für eine Wohneinheit). Somit besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass das PLC-Signal in der Wohneinheit über einen PLC/WLAN-Adapter abgegriffen werden kann. Die Anbindung des Displays (Mobiles Endgerät) an den PLC/WLAN-Konverter erfolgt mithilfe der WLAN-Übertragungstechnologie, um eine ortsungebundene Verwendung des Displays (Wohnzimmer, Küche usw.) zu ermöglichen. Zwischen dem Display und dem Gateway wird zielführend das TCP/IP-Protokoll verwendet. Das IKT-GW1 agiert hierbei auch als DHCP-Server und vereinfacht somit die Netzwerkkonfiguration an der Display-Einheit.

Aufgrund der Verfügbarkeit von Standardkomponenten im Bereich der mobilen Endgeräte, wurde für das Display eine Android-Tablet-Lösung bevorzugt und für diese Plattform eine entsprechende Applikation (App) entwickelt. Diese EnergyDisplayApp basiert weitgehend auf einem an der FH Dortmund entwickelten Treibersystem und realisiert die Kommunikation mit dem IKT-GW1 (der Abruf der Daten vom IKT-Gateway erfolgt mithilfe des SML-Protokolls) sowie das Graphical User Interface (GUI) zur Darstellung der Energiebezugsdaten des Haushaltes (Abbildung B-40). Diese Visualisierung umfasst folgende Funktionen:

a) Tachofunktion (Darstellung der aktuelle bezogenen elektrischen Leistung – der Kunde sieht die Gesamtleistungsaufnahme aller elektrischen Geräte in seinem Haushalt)

b) Aktueller Zählerstand (kWh) eines Bezugszählers der Sparte Strom

c) Aktuelle Tarifinformationen (für zeitvariable Tarife wird das aktuelle Preis-Zeitintervall, für leistungsvariable Tarife die aktuelle Verbrauchsstufe dargestellt)

d) Lastgang (Sparte Strom) als ¼ Std. Werte der letzten 24 Std. (historische ¼ stündliche Messwerte die älter als 24 Std. sind, werden dem Kunden über den Marktplatz (MP) zur Verfügung gestellt)



Abbildung B-40: Beispiel für die Anzeige von Tarif- und Verbrauchsinformation bei der Visualisierungslösung in der Modellregion Mülheim

Entwurf und Umsetzung des Konzeptes für die Teilmodellregion Krefeld

Für die Display-Ausgestaltung in der Modellregion Krefeld wird, wie oben beschrieben (Abbildung B-38, Variante b), eine Server-Lösung gewählt. Es wird eine Digi-Plattform genutzt, um den am Feldtest teilnehmenden Haushalten aktuelle Daten zum Stromverbrauch und ggf. zum Wasser- und Gasverbrauch (Zählerstände) kundenfreundlich bereitzustellen sowie die dynamischen Strompreise zu visualisieren. Die Verbrauchsdaten des Kunden werden über eine TCP/IP-basierende Kommunikationsstrecke zum Serversystem eines Energiedienstleisters übertragen (siehe Abbildung B-41). Von dort können diese Informationen per Android-Applikation abgerufen und auf einem Tablet-PC oder Smart Phone angezeigt werden.

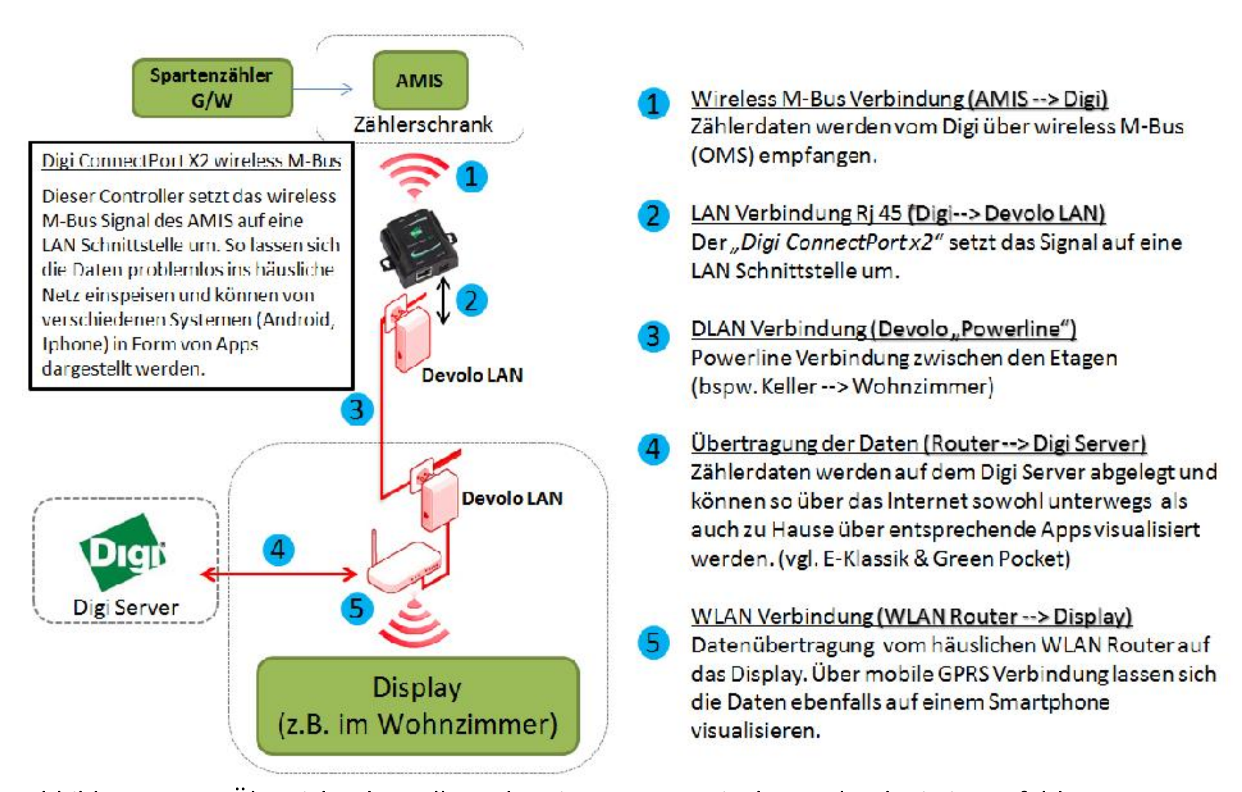


Abbildung B-41: Übersichtsdarstellung der eingesetzten Display-Technologie in Krefeld

Diese für den Kunden einfache Visualisierung, die dem Visualisierungskonzept von E-DeMa genau entspricht (Beispiel siehe Abbildung B-42, ist keine Inhouse-Lösung, jedoch können damit die aktuellen Energiebezugs- und Tarifdaten von jeder Stelle aus abgerufen werden, an denen ein Interzugang (Access Point) besteht. Voraussetzung ist jedoch die Kenntnis der spezifischen Zugangsdaten (Account, Passwort), die vom Provider (Energiedienstleister) kundenindividuell bereitgestellt werden.

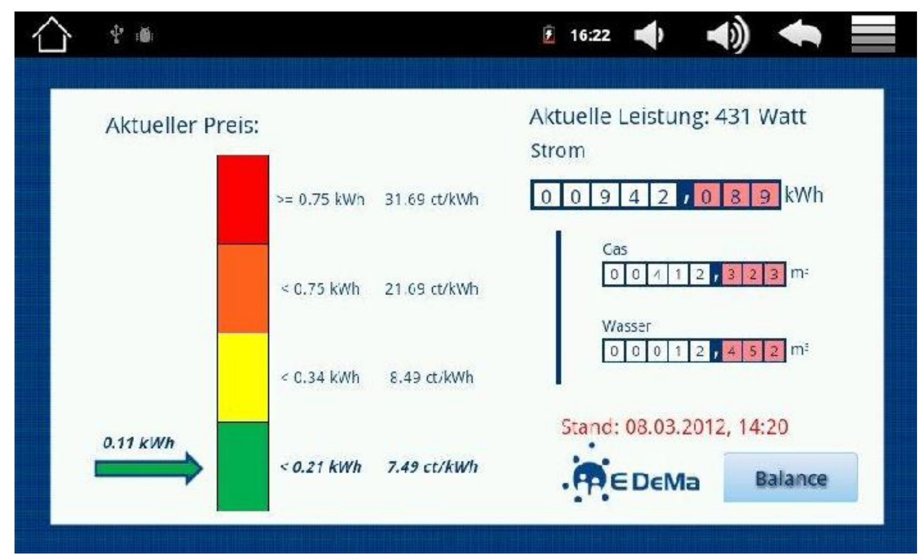


Abbildung B-42: Displaysoftware Krefeld

2.3.2.2 Entwicklung/Umsetzung einer Visualisierung in der Automatisierungslösung (IKT-GW2-Kunde)

Wesentlicher Unterschied bei der Entwicklung einer Anzeige- bzw. Displaylösung für die IKT-GW2-Kunden in Relation zu der im Bereich IKT-GW1 entwickelten Lösung (s.o.) ist die höhere Automatisierung im IKT-GW2 Bereich. Dementsprechend ist der jeweilige Kunde nicht unbedingt laufend auf eine Zusatzanzeige angewiesen; zudem ist auf Basis der grundsätzlich vorhandenen Funktionalität des IKT-GW2 im Sinne einer Schnittstelle zwischen Geräten und Kunden bereits eine Umgebung gegeben, in der zahlreiche Informationen zusammenlaufen bzw. die über entsprechende Schnittstellen verfügt. Es wurde daher eine Bedienoberfläche (Home Energy Control User Interface - HECUI) entwickelt. Diese ist in das IKT-GW2 integriert und kann über einen kundenseitigen Rechner „angesteuert“ werden. Das HECUI ermöglicht dem Kunden die laufende Visualisierung von Mess-, Tarifinformationen und Zustandswerten seiner (angeschlossenen) Haushaltsgeräte, d.h. der Weißen Ware. Grundsätzlich wurden folgende Funktionalitäten im Rahmen der Architektur des HECUI betrachtet und implementiert:

1. HECUI – Übersicht:
   Dieser Teilbereich umfasst die Definition einer Login-Maske für die Systemanmeldung (IKT-GW2) und die Darstellung wichtiger Informationen des Systems und des Prosumers, die in Form einer Übersicht aufbereitet werden.
2. HECUI – Zählerdaten:
   Darstellung der spartenübergreifenden Zählerdaten. Diese bezieht das IKT-GW2 von den am IKT-GW1 angeschlossenen Zählern oder vom AMIS-Zähler und belegt diese mit dem aktuellen Tarif des Prosumers (für Bezug und Einspeisung).
3. HECUI – Produktbausteine:
   Darstellung des aktuellen Produktes (Flex, Variabel, Komplex) des Prosumers, welches dieser über den E-Energy-Marktplatz abgeschlossen hat bzw. welches ihm zugewiesen wurde (IKT-GW2).
4. HECUI – Endgeräte steuern und überwachen:
   Im Rahmen des HECUI erfolgt eine transparente Darstellung der unterschiedlichen Portal Applikationen (Miele UI, KNX UI, ZigBee UI). Die zu realisierenden Funktionen umfassen die An-

zeige, Überwachung und Steuerung der Weißen Ware und ggf. der µKWK-Anlage. Des Weiteren wird eine Darstellung für die Vorgabe von Schalt- bzw. Fahrplänen für die angeschlossenen Geräte des Prosumers vorgesehen.

5. HECUI – System administrieren:
   Dieser UI-Bereich ermöglicht die Administration der am IKT-GW2 angeschlossenen Geräte, wie das IKT-GW1 (inkl. Zähler), Endgeräte (Weiße Ware) und die Parametrierung der Anbindung an die hier wesentlichen E-DeMa-Backend-Systeme[75] Marktplatz (über mPRM) und Aggregatorleitsystem.

Das HECUI wurde als Teilkomponente im Rahmen der IKT-GW2-Software implementiert und folgt einem Web-basierten Ansatz. Die Umsetzung wiederum ist funktional getrieben, da wesentliches Ziel die Umsetzung der vorgegebenen Musterproduktlogiken war.

2.3.3 E-DeMa-Marktplatz

Der E-DeMa–Marktplatz stellt im „Szenario 2012“ ebenso das zentrale technische System des E-DeMa-Projekts dar wie im „Szenario 2020“, welches aber mit Blick auf den durchzuführenden Feldversuch vor allem in Bezug auf die tatsächlich auszuprägenden Schnittstellen und Funktionalitäten zu konkretisieren war. Hierbei wirkte sich vor allem aus, dass im „Szenario 2012“ konkrete (Bestands-) Systeme an den E-DeMa-Marktplatz anzubinden waren.

Umsetzung der Marktplatzarchitektur im Hinblick auf das Szenario „2012“

Es wurde bereits dargestellt, dass das E-DeMa-Konsortium den Marktplatz als eine sogenannte „Datendrehscheibe“ konzipiert hat. D.h. das System ist so angelegt worden, dass es die Stammdaten und Zählerdaten (Bewegungsdaten) der angeschlossenen Endkunden speichert und verarbeitet. Es ermöglicht darüber hinaus denjenigen Akteuren, die mit den Endkunden in Geschäftsbeziehungen treten wollen, das Einstellen und Abwickeln von Produkten sowie die automatisierte Durchführung von Prozessen unter Einbindung der Systeme dieser und anderer Akteure/Marktteilnehmer.

Die Architektur wurde daher grundsätzlich und mit Blick auf das „Szenario 2012“ so angelegt, dass der Marktplatz geeignet ist, mit hohem Datenaufkommen, hohen Zugriffsraten und datenschutzrechtlicher Verantwortung umzugehen. Der Marktplatz bedarf hierzu einer hohen Funktionsvielfalt. Er unterstützt schließlich energiewirtschaftliche Prozesse, wie sie heute durch die BNetzA festgelegt sind. Er ist in seiner grundsätzlichen Architektur, die alle heute bekannten Marktrollen einschließt, aber so flexibel aufgebaut, dass er auch sehr schnell und komfortabel an andere/neue Prozesse oder Fristen angepasst werden kann. Dies bedeutet zugleich, dass besondere Anforderungen an die Skalierbarkeit, Ausfallsicherheit und Datensicherheit bestehen:

- Die Umsetzung des Marktplatzes als Mehrschichtarchitektur mit klarer Trennung zwischen Präsentationsschicht, Business Logik und Datenhaltung
- Eine sichere und robuste Kommunikation

Der Marktplatz muss darüber hinaus der Integration sowie Umsetzung von neuen Services, neuartigen, sich ständig ändernden Produkten und Prozessen in der Energiewirtschaft gerecht werden und in seiner Funktionalität leicht anpassbar sein. D.h. der Marktplatz muss leicht erweiterbar sein durch eine

[75] Unter den E-DeMa-Backendsystemen werden regelmäßig alle nicht kundenseitig verbauten E-DeMa-Systeme verstanden, d.h. insbesondere E-DeMa-Marktplatz, mPRM, Aggregatorleitsystem und OPEN VPN-Server.

klare Architektur und wenn möglich, muss sein Systemverhalten über Modelle (Regeln, Prozessmodelle) änderbar sein. So können Verhaltensweisen ohne weiteren Programmieraufwand konfiguriert bzw. geändert werden. Eine essentielle Basis dafür ist ein **Datenmodell**, das die Erweiterung mit zukünftigen Funktionen erlaubt.

In der Abbildung B-43 sind die prinzipiellen Ebenen der Marktplatzarchitektur im „Szenario 2012" dargestellt. In der Architektur wird klar getrennt zwischen der Visualisierungsebene im Sinne eines User-Interface (UI) für die verschiedenen Akteure, die das System nutzen, der Funktionsebene (Business Logic), der Datenebene (Database) und der Ebene zur Anbindung externer Systeme (External Systems).

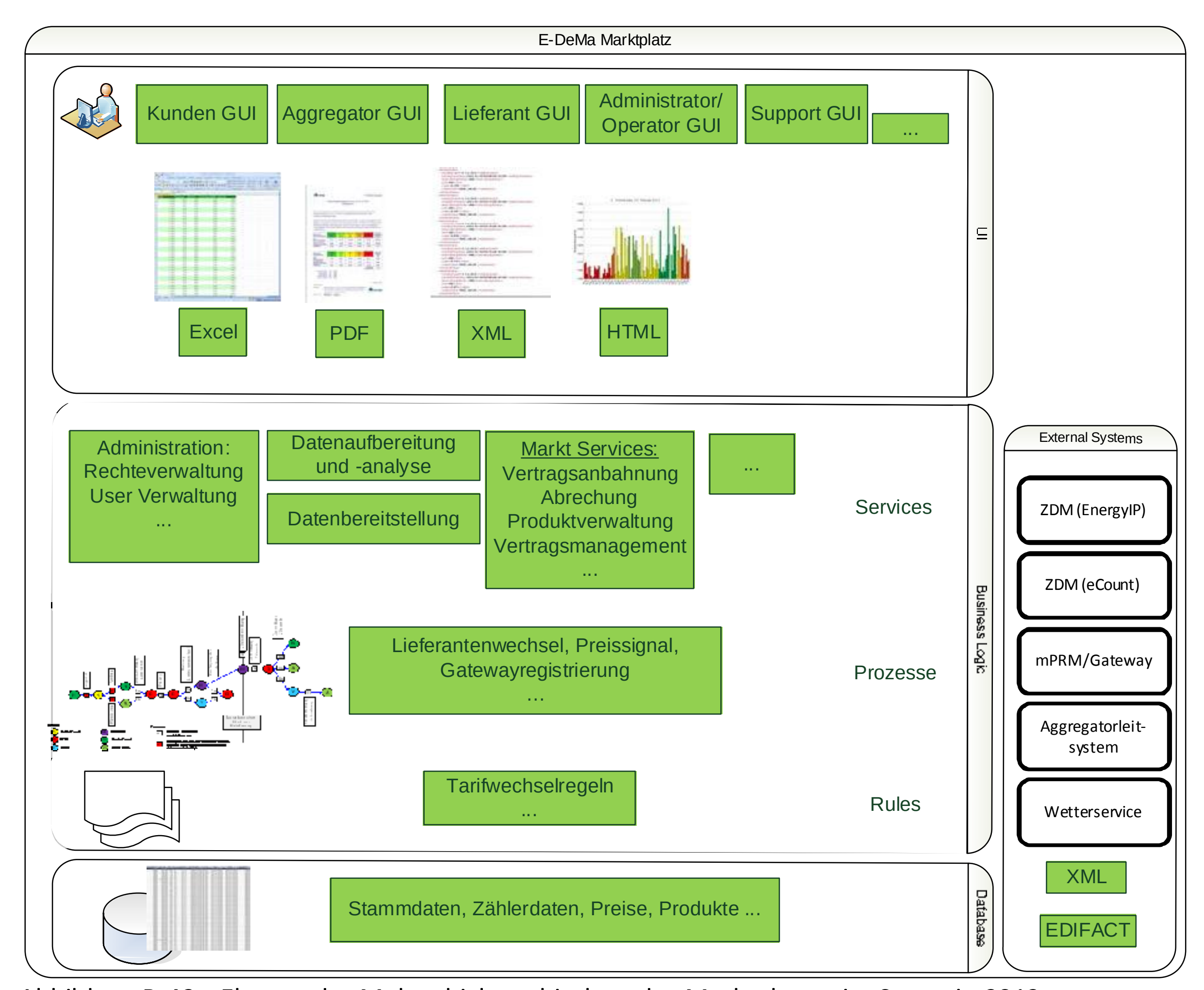


Abbildung B-43: Ebenen der Mehrschichtarchitektur des Marktplatzes im Szenario 2012

Die Visualisierungsebene erlaubt die Unterstützung unterschiedlicher User-Interface-Technologien, unterschiedlicher Geräte (Web-Frontend, Tablet-PC), unterschiedlicher Designs, unterschiedlicher Ausgabeformate (Excel, PDF, XML, HTML,…) sowie unterschiedliche UIs entsprechend der jeweiligen (Markt-)Rolle, die das System nutzt (im Fall eines Endkunden z.B. die Anzeige des Energieverbrauchs oder der Abruf von Abrechnungen bzw. im Fall eines Lieferanten das Einstellen von neuen Produkten).

Die Funktionsebene erlaubt die Definition von Zugriffen, Systemverhalten etc. über Regeln, die von einer **Rule Engine** interpretiert werden. Hierüber wurden die einzelnen Phasen des Projekts vor allem aber der Feldversuch beschrieben, sowie Tarifwechselregeln (z.B. wie sie im Fahrplan für den Feldversuch beschrieben wurden) in Abhängigkeit der Zeit definiert. Funktionen werden als Services implementiert, die über Prozesse zusammenwirken, um eine Aufgabe abzubilden, so z.B. einen Tarifwechsel.

Zur Abbildung aller Prozesse wird das **Business Rules Management Framework** verwendet, das es durch seine grafische Darstellung der Prozesse ermöglicht, mit Fachexperten zusammenzuarbeiten, um die Prozesse zu gestalten oder zu ändern.

Auf der Datenebene werden auf Basis eines generischen Datenmodels die Daten strukturiert und stehen zur Verwendung für die Marktplatzfunktionen bereit. Im Datenmodell wurden z.B. die unterschiedlichen energiewirtschaftlichen(Markt-) Rollen, die unterschiedlichen Produktbausteine (siehe Kap. 2.3.1.), Stammdaten etc. abgebildet und zueinander in Beziehung gesetzt.

Die Ebene zur Integration von Fremdsystemen (ZDM, E-DeMa-Gateway) basiert auf bestehenden Standards wie z.B. JMS/XML. Darüber hinaus kommen Marktplatz-Adaptoren (Protokoll-Umwandler) zum Einsatz, die es grundsätzlich ermöglichen, auch Systeme einzubinden, die nicht die im Projekt definierten Schnittstellen unterstützen. So wurden im Projekt zwei verschiedene ZDM-Systeme unterstützt, von denen das eine das XML-basierte E-DeMa-Protokoll unterstützt und das andere EDIFACT verwendet, welches mit einem Marktplatz-Adapter an den Marktplatz angebunden werden konnte.

Schnittstellen des E-DeMa-Marktplatzes

Im Folgenden werden daher zunächst die Schnittstellen des Marktplatzes zu anderen (E-DeMa-) Systemen bzw. zu den anzubindenden (Bestands-)Systemen bzw. zu den mit diesen Systemen verbundenen Akteuren dargestellt. Hierzu gibt Abbildung B-44 zunächst einen Überblick, denn es sind alle Systeme bzw. Komponenten, die mit dem Marktplatz im Feldversuch interagieren, dargestellt. Die weißen Boxen stellen die jeweiligen Systemgrenzen dar. Die Komponenten sind farblich entsprechend der zugehörigen Rollen gekennzeichnet. An den Schnittstellen sind die Technologien bzw. Datenformate vermerkt, die verwendet werden. Das IKT-GW2 wird in dieser Darstellungsform als „Smart Gateway“ bezeichnet und die Abkürzung MPB bezeichnet den Betreiber des Marktplatzes, der einerseits die entsprechenden Systeme betreibt und diese andererseits auch administriert.

MP-GUI (Graphical User Interface für die Akteure Kunden, Lieferant, Aggregator, MP-Admin)

Die in der Abbildung als GUI (Graphical User Interface) bezeichnete Schnittstelle beschreibt die Visualisierung des Marktplatzes gegenüber den betroffenen Akteuren. Es wurden Visualisierungen für den Kunden, Lieferanten, Aggregatoren, Marktplatzadministrator/-operator sowie den Hotline-Support umgesetzt:

- Die Interaktion des PuG-Kunden mit dem Marktplatz beinhaltet grundsätzlich die Darstellung der Informationen, die der PuG-Kunde am Marktplatz abrufen können soll. Dazu zählen der Produktwechsel bzw. die Vertragsanbahnung, die Visualisierung von Zählerdaten, die Analyse von Zählerdaten sowie das Abrufen von Erfolgsnachweisen
- Die Sicht des MP-Betreibers bzw. Administrators ermöglicht die Überwachung von Prozessen und das Abfragen/Exportieren sowie Importieren von Daten (z.B. Stammdaten, Produktkatalog, Preistabellen)76
- Die Sicht des Lieferanten ermöglicht das Anstoßen von Prozessen (Tarifwechselprozess mit Lieferantenwechsel) und Abrufen von Vertragsinformationen mit den jeweiligen Kunden

[76] Die entsprechende Funktionalität wurde bspw. genutzt, um vor Beginn des eigentlichen Feldversuchs die Daten derjenigen Kunden, die sich zur Teilnahme bereit erklärt hatten und bei denen sich eine technische Ausstattung als möglich erwiesen hatte, im Marktplatz anzulegen.

- Die Sicht des Aggregators ermöglicht das Abrufen/Laden von Schaltprotokollen sowie Informationen zu den Kunden.
- Die Sicht des Supports ermöglicht die Unterstützung des Kunden zu inhaltlichen Fragen zu seinem gewählten Produkt, Visualisierung seiner Daten etc.

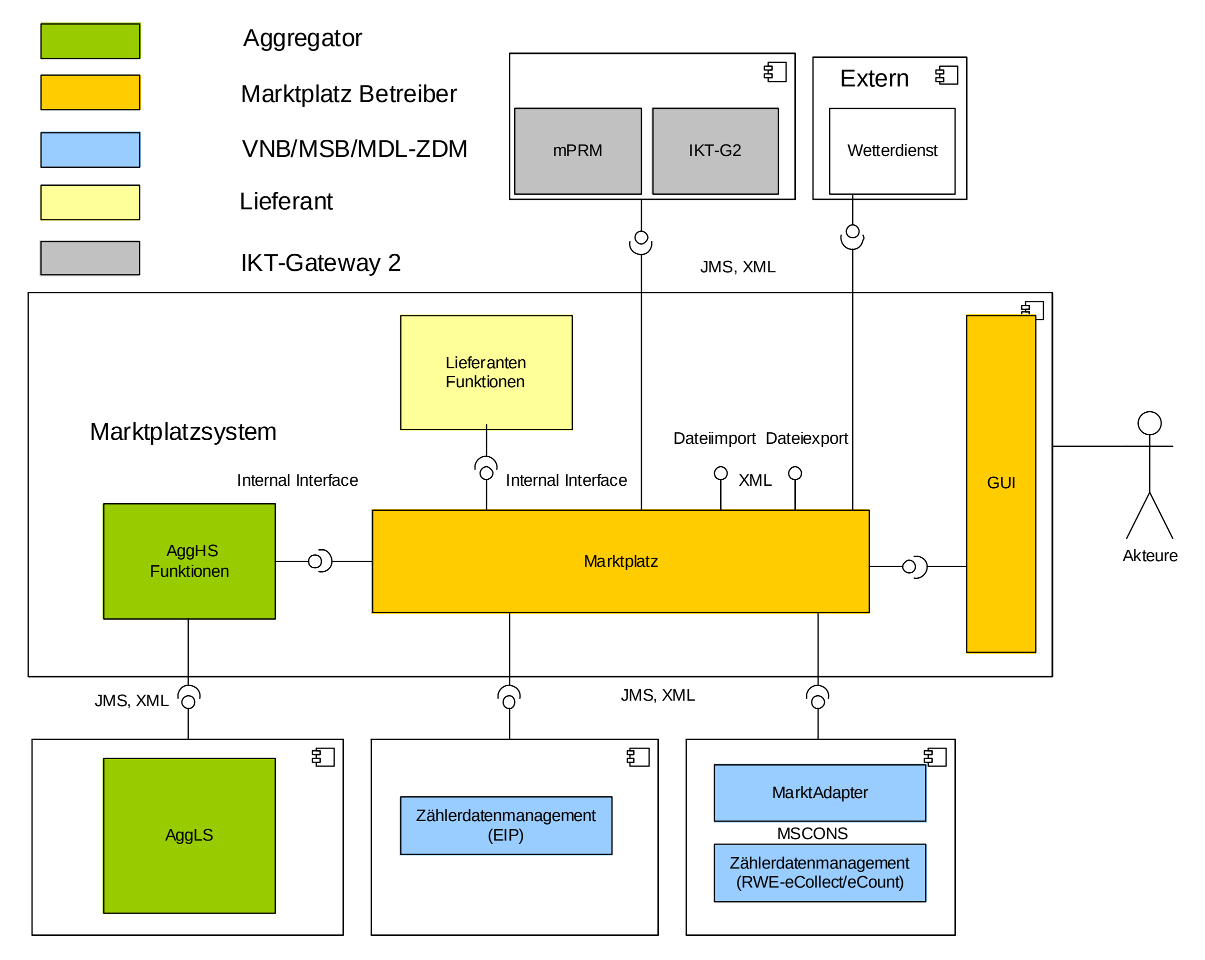


Abbildung B-44: Darstellung der E-DeMa Komponenten und ihrer Schnittstellen zum Marktplatzsystem

MP/Lieferanten-Funktionen

In der Modellregion wird bei jedem Produktwechsel, der durch einen Teilnehmer angestoßen wird, auch ein Lieferantenwechsel durchgeführt. Hierzu müsste der MP eigentlich mit der Marktrolle „Lieferant“ bzw. entsprechenden Lieferantensystemen kommunizieren. Allerdings ist die Marktrolle „Lieferant“ für den Feldversuch nicht aktiv ausgeprägt worden. [77] Daher ist eine Marktplatzkomponente designt worden (Lieferanten-Funktionen), die die Lieferantenrolle aus Sicht der zentralen MP-Komponenten übernimmt. Diese setzt die Funktionen um, die für die Ausführung des Lieferantenwechselprozesses nötig sind, d.h. (automatische oder manuelle) Bestätigen des Wechsels bzw. der entsprechenden Kündigung. Weitere Funktionen sind das automatische Setzen des Strompreises für den Kunden.

[77] Im Feldversuch gibt es aus Sicht des Marktplatzsystems Lieferanten, die die Belieferung mit bestimmten Musterprodukten übernehmen. Den Teilnehmern ist diese Tatsache jedoch nicht bekannt, da sie für ihre Teilnahme und Optimierung ohne Bedeutung ist. Ziel war es zu demonstrieren, dass die Plattform die Abwicklung eines Lieferantenwechsels unterstützen kann; dieses Ziel wurde erreicht.

MP/ZDM (EIP)

Die Schnittstelle beschreibt die Interaktionen zwischen dem Marktplatz und dem ZDM-System (EnergyIP) für die Modellregion (vgl. zum ZDM und seinen Funktionen auch 2.3.6.). Über diese Schnittstelle werden zyklisch Vorschübe und Zählerstände sowie die Tarifwechselinformationen zur Konfiguration ausgetauscht.

Für das Versenden von Nachrichten zwischen den Systemen wird als Kommunikationsprotokoll der Java Enterprise Standard JMS (Java Message Service) verwendet. Die Nachrichten-Inhalte werden anhand eines vorgegebenen XML-Schemas in XML codiert.

MP/ZDM (Marktplatz-Adapter (EDIFACT-Konverter) , eCount)

Die Schnittstelle beschreibt die Interaktionen zwischen dem Marktplatz und dem Bestands-ZDM-System (eCount) für die Modellregion Mülheim/Saarn.[78] Über diese Schnittstelle werden zyklisch Vorschübe und Zählerstände sowie Tarifwechselinformationen zur Konfiguration ausgetauscht.

Der Marktplatz bindet eCount über den Marktplatz-Adapter an. Dieser stellt einen Protokolladapter dar, der die allgemeinen E-DeMa-Marktplatzprotokolle in EDIFACT Nachrichten (MSCONS) konvertiert, sodass die beiden Systeme in die Lage versetzt werden, miteinander zu kommunizieren.

MP/AggHS-Funktionen

Wie bereits in 2.1.8 dargelegt wurde, besteht das Aggregatorsystem prinzipiell aus zwei Teilen: Aggregator-Handelssystem (AggHS) und Aggregator-Leitsystem (AggLS). Mit Blick auf das „Szenario 2012“ und die Umsetzung in den Modellregionen steht die technische Vertragsabwicklung im Vordergrund der Analysen. Das bedeutet, dass die Verträge zwischen VNB und Aggregator dem AggLS bereits bekannt und vorkonfiguriert sind, was im Rahmen der Umsetzung in der Modellregion sinnvoll ist, da es zunächst nur einen Aggregator gibt und dieser mit dem VNB auch nur einen „Kunden“ für sein Flexibilitätsangebot hat. Damit sollen andere und drittmarktliche Anwendungen (bspw. Bereitstellung von Regelenergie) der Aggregator-Idee nicht ausgeschlossen werden. Insofern ist auch das Aggregator-Produkt im „Szenario 2012“ noch als virtuell zu betrachten, denn der VNB fordert die entsprechende Dienstleistung nicht tatsächlich an, da vom Vorliegen eines echten Netzengpasses nicht auszugehen ist. Vielmehr steht im „Szenario 2012“ die Frage im Mittelpunkt, ob und ggf. wie entsprechende Steuersignale ihre Empfänger erreichen; es ist mithin zu klären, ob der Aggregator aus technischer Sicht befähigt werden kann, entsprechende Dienstleistungen zu erbringen.

Das AggLS bildet den VNB-Vertragsabruf auf eine Menge von Schalthandlungen für das IKT-GW 2 ab. Das Agg-LS informiert über die Schnittstelle das Agg-HS über die durchgeführten Schalthandlungen in Form eines Protokolls (Report). Dieses wird am Marktplatz dann zu Abrechnungszwecken verwendet.

MP/mPRM/IKT-GW2

Diese Schnittstelle ermöglicht den Austausch von Informationen zwischen dem Marktplatz und dem IKT-GW2. Der Marktplatz ist mit dem Gateway über das mPRM-System (Remotemanagement-System) verbunden. Dabei löst das mPRM die logische Adressierung des Marktplatzes in eine Hard-

[78] Es findet ein bestehendes RWE-System Verwendung, das an den MP angekoppelt wird und mit diesem im Rahmen des Feldversuchs stetig Informationen austauscht.

wareadresse auf und leitet die Marktplatznachricht entsprechend an die anzusprechenden Applikationen bzw. die mit diesen verbundenen IKT-GW2 weiter. Folgende Interaktionen/Use Cases wurden für das „Szenario 2012“ umgesetzt:

- Die (De)Registrierung eines Gateways am Marktplatz zur eindeutigen Zuordnung zu einem Kunden
- Vertragsabschluss: Hier müssen Vertrags- und Tarifdaten ausgetauscht werden, um das Gateway entsprechend zu konfigurieren
- Vertragskündigung: Vertrag muss im Gateway terminiert werden
- Preissignalübermittelung: Es gibt grundsätzlich zwei verschiedene Preissignale (Einspeiser, Verbraucher). Bei der Spezifikation des Preissignals wurde sich an den CIM-Standard angelehnt
- Wetterinformationen (siehe auch die Schnittstelle MP/Wetterdienst)

MP-Datenimport und MP-Datenexport

Die MP-Datenimport-Schnittstelle versorgt den Marktplatz mit Daten. Dies war z.B. vor Beginn des Feldversuchs notwendig, als die „Stammdaten“ (Namen, Adressen usw.) aller Teilnehmer in das System eingelesen werden mussten und stellt im künftigen Systembetrieb eine Daueraufgabe dar. Der Datenimport kann über die GUI durch Auswahl der jeweiligen Datei angestoßen werden. Am MP stehen dafür XML- und XLS (Excel)-basierte Datei-Schnittstellen zur Verfügung, die von einem MP-Administrator/-Operator über das Marktplatz-Web-Userinterface bedient werden können.

Die ebenfalls angelegte Schnittstelle zum Datenexport hat zwei prinzipielle Aufgaben:

- Der Marktplatz erhebt zu Forschungszwecken, d.h. zur Bewältigung der Analyse-Aufgaben im weiteren Verlauf des Projekts, Daten und exportiert diese pseudonymisiert79
- Der Marktplatz erhebt und exportiert Daten, aus denen der Gesamterfolgsnachweis außerhalb des Marktplatzes erstellt wird

2.3.4 Umsetzung IKT-GW2

Um die Vorgaben der Lasten- und Pflichtenhefte[80] im Feldversuch umzusetzen, mussten eine Reihe von differenzierten Vorgaben und Funktionen so miteinander in Einklang gebrachten werden, dass eine im Feldversuch einsetzbare Gesamtlösung resultiert. Umsetzungsvorgaben für das IKT-GW2 bestanden insbesondere hinsichtlich der einzusetzenden Hardware, der auf dieser Plattform zu implementierenden Software sowie der Ausprägung physischer und logischer Schnittstellen (hier insbesondere zum Aggregator-Leitsystem, zum mPRM, zum Marktplatz, zur Weißen Ware und den µKWK-Anlagen). Im Rahmen des E-DeMa-Projektes wurden die Schnittstellen zwischen IKT-GW2 und Marktplatz, Aggregator-Leitsystem sowie zwischen IEC 61850-Stack, OSGi-Implementierung, µKWK-Anlage und der Weißen Ware definiert, implementiert und im Feldversuch erprobt – hierzu waren im Einzelnen die folgenden Implementierungsschritte notwendig:

[79] Dabei ist die Pseudonymisierungsfunktion so angelegt worden, dass für jeden akademischen oder anderweitig mit Auswertungsaufgaben betrauten Projektpartner und Kunden ein eineindeutiges Pseudonym zur Anwendung kommt – ein Austausch oder Abgleich von Daten zwischen den Partner, welcher auf datenschutzrechtliche Bedenken stoßen würde, wird hierdurch massiv erschwert.

[80] AP4 Pflichtenheft : "Schnittstellendefinition zwischen IEC61850-Stack, OSGi-Implementierung und Mikro-KWK-Anlage"; AP4-AP6 Pflichtenheft :"Schnittstellendefinition zwischen E-DeMa Aggregatorleitsystem und IKT-GW2(Smart-Gateway)"

Hardware

Das "Pflichtenheft Prototypische Realisierung des IKT-Gateway2" beschreibt in ausführlicher Weise die Anforderungen an die im Feldversuch einzusetzende Hardware. Auf Basis dieser Beschreibung wurden unterschiedliche Hardware Komponenten evaluiert u.a. Siemens Microbox, MPC20, ConceptBox CB752 und als Ergebnis dieser Evaluierung schließlich auf die Microspace MPC20 von Kontron zurückgegriffen.

Das auf Grundlage dieser Entscheidung im E-DeMa-Feldversuch eingesetzte embedded Gateway MPC20 bietet mit den Standard-Interfaces USB, LAN, VGA sowie Audio für den Feldversuch sowohl im produktiven Einsatzbereich wie auch in den Wartungsszenarios die benötigten Schnittstellen. Der AMD Geode LX800 Prozessor ist bzgl. seiner Leistungsfähigkeit den Anforderung im Feld völlig gewachsen. Das lüfterlose System mit einer für ein Standardgerät geringen Leistungsaufnahme hat sich vor allem in den Szenarien bewährt, als es bei Kunden im Wohnbereich installiert wurde und durch die geräuschlose Arbeitsweise nicht als störend empfunden wurde. Ebenso zeigten die eingesetzten Industrial Compact Flash Speicherkarten keine Schwächen während des Feldversuchs. Die beiden Ethernet Interfaces wurde zum einen für den Service Dienst vor Ort beim Kunden genutzt bzw. zum anderen als Verbindung in das Kundennetz.

Software

Die folgenden logischen Software-Layer wurden auf dem IKT-GW2 umgesetzt und erfolgreich im Feldtest erprobt:

- User-Interface (UI)81: Web-Interface (HTML und clientseitige Javascript-Logik) unter Verwendung von Google Web Toolkit (GWT)
- Produktlogik: Die Abbildung der E-DeMa-Produkte in den verschiedenen Komponenten der IKT-GW2-Software. Hierzu war es auch notwendig, eine Anbindung unterschiedlicher Smart Meter Typen, d.h. verschiedener Modelle metrologischer Geräte auf elektronischer Basis, die über unterschiedliche physische Schnittstellen angesteuert wurden (MUC und AMIS) umzusetzen und sowohl Verbraucher als auch Erzeuger intelligent anzusteuern
- VPN-Infrastruktur: speziell für die Kommunikation mit dem Aggregator wurde basierend auf der OpenVPN Infrastruktur Software zusätzlich ein privates, logisches Netzwerk realisiert, um so sicher und zuverlässig über das Internet zwischen dem RWE Backend und dem Home Netzwerk der Feldversuch Kunden zu kommunizieren. Im Rahmen von Sicherheitsüberlegungen wurde eine direkte, E-DeMa-seitig nicht zu kontrollierende Kommunikationsbeziehung zwischen den angeschlossenen Prosumern unterbunden
- Middleware: Eine vollständige OSGi Service Plattform mit allen spezifizierten Funktionalitäten, einschließlich ihrer Konfigurierbarkeit anhand von Registrierungs-Informationen des Marktplatzes, der Funktionalität zur Realisierung von Software-Updates über das Remote-Management-System (mPRM), die Absicherung des Systems (verschlüsselte TLS-Verbindung) und die Integration nativer Komponenten (z.B. IEC 61850-Stack)
- Treiberschicht und Abstraktion: Die Einbindung der unterschiedlichen Smart Meter und Zähler sowie die Abstraktion derselben in Richtung der Produktlogik und des UI (unterschiedliche

[81] Im Rahmen des Feldversuchs als HECUI (Home Energy Controller User Interface) bezeichnet.

Zähler gleicher Funktion sehen für die Anwendung gleich aus, nutzen aber unterschiedliche Treiber), wie auch der externen Geräte (z.B. Weiße Ware von Miele und µKWK von Viessmann)

- Betriebssystem-Integration: Die Basis-Umgebung für das OSGi-Framework und native Komponenten, einschließlich Netzwerkkonfiguration, Fernzugriff und Basis-Absicherung

Anbindung Aggregator-Leitsystem – IKT-GW2

Um das im E-DeMa-Backend (d.h. das in einem dritten, sicher abgeschotteten Rechenzentrum) lokalisierte Aggregatorleitsystem, das dem Zweck dient, die Endgeräte der Prosumer wie Weiße Ware oder µKWK-Anlagen zur Lastverschiebung sicher und zuverlässig anzusteuern, kommunikativ anzubinden, wurde im Feldversuch ein Virtual Private Netzwerk (VPN) realisiert. Dazu wurde die OpenVPN Software eingesetzt und somit von einem IKT-GW2 ausgehend zu einem VPN Server in eine DMZ (De-Militarized Zone) ein Tunnel aufgebaut. Über diesen verschlüsselten Kommunikationskanal wurden die zu steuernden Einheiten im Smart-Home-Netzwerk überwacht, kontrolliert und dezidiert vom Aggregator angesteuert. Jeder VPN-Tunnel wurde als strikte Point-to-Point-Verbindung aufgebaut. Zugleich wurden aus den zuvor bereits genannten Gründen direkte Querverbindungen zwischen den Endkunden unterbunden. Jeder VPN-Client, der im E-DeMa Feldversuch auf dem IKT-GW2 integriert wurde und der VPN-Server selbst besitzen einen eigenen Schlüssel (Key) sowie ein eigenes Zertifikat. Das gleiche Root Certificate (CA) File wird sowohl vom VPN Server als auch von allen VPN Clients genutzt. Basierend auf einem zertifizierten Common Name wird das IKT-GW2 dynamisch mit einer eindeutigen und gleichbleibenden IP Adresse aus dem Virtual Private IP Adressbereich konfiguriert und somit für das Aggregator Leitsystem im E-DeMa-Backend zugänglich gemacht.

Jeder VPN Client wurde über die OpenVPN „push route“ Konfigurationsoptionen aus der Ferne mit Routing Information konfiguriert und somit die Kommunikationsrichtung vom Prosumer hin zum Aggregator Management System bzw. Aggregatorleitsystem umgesetzt. OpenVPN stellt einen TSL (Transport Layer Security) VPN zur Verfügung, um die verschlüsselte Kommunikation zwischen Aggregator Leitsystem und dem IKT-GW2 zu ermöglichen.

Anbindung der Weißen Ware, KWK, Meter

Für die Inhouse-Anbindung der verschiedenen im Projekt eingesetzten Geräte mussten verschiedene Schnittstellen definiert und implementiert werden:

- Für die verschiedenen metrologischen Geräte (elektronische Elektrizitätszähler) innerhalb des Projektes wurden zwei unterschiedliche Kommunikationsschnittstellen genutzt, eine TCP/IP Ethernetverbindung für den in Mühlheim eingesetzten MUC und eine wMBus (Wireless MBus) Funkanbindung für den in Krefeld genutzten AMIS, so dass in jeder TMR jeweils eine Lösung verbaut wurde. Darauf aufgesetzt wurde die SML-Kommunikation, über die jeder einzelne Zähler angesprochen werden konnte
- Die Kommunikation zwischen der µKWK und dem IKT-GW2 findet über das Kundennetzwerk82 statt. Hierfür wurden verschiedene XML-Messages definiert, welche die Geräte untereinander

[82] Es war insofern für eine Teilnahme am Feldversuch notwendig, dass die Teilnehmer über entsprechende Netzwerke verfügen. Dies ist seitens E-DeMa in Vor-Ort-Besuchen vor Beginn des Feldversuchs aufwändig gecheckt, erfasst und dokumentiert worden.

austauschen.83 Hierfür muss im Rahmen des Installationsvorgangs sichergestellt werden, dass in den Einstellungen der beiden Geräte die jeweils andere IP-Adresse erfasst wurde. In der Praxis hat sich eine feste IP-Vergabe84 für diese beiden Einheiten als notwendig erwiesen, um eine stabile Kommunikation sicherzustellen

- Das für dieses Projekt neu entwickelte Ethernet SI (System Interface) Kommunikationsmodul, welches das im Vorfeld des E-DeMa-Projekts durch den Konsortialpartner Miele entwickelte EHS/UDP Protokoll unterstützt, verbindet sich über das Kundennetzwerk mit dem IKT-GW2. Hierfür wurde die ebenfalls OSGi-basierte Basis-Software des Miele@home-Gateways in das IKT-GW2 integriert, um die Anzahl der genutzten Gateways im Haus gering zu halten. Durch ein eigenes Discovery-Protokoll werden die Weiße Ware und das IKT-GW2 miteinander verbunden, so dass nach einem Neustart oder Stromausfall die Verbindung wieder aufgenommen werden kann. Diese Verbindung wird auf den Miele Geräten auch persistent gespeichert (Hausadressen-Zugehörigkeit)

Anbindung mPRM – IKT-GW2

Um eine Remote-Konfiguration wie auch Software-Updates des IKT-GW2 zu ermöglichen, wurde im E-DeMa-Projekt der von ProSyst entwickelte mPRM (mPower Remote Manager) als Kernbestandteil der Backend-Architektur von E-DeMa eingesetzt. Hierbei registriert sich der OSGi-basierte mBS (emBedded Server), der auf dem IKT-GW2 installiert ist, beim mPRM über eine TLS-verschlüsselte Verbindung. Hierbei tauschen beide Kommunikationsteilnehmer die jeweiligen Zertifikate aus, um einen Fremdzugriff Dritter zu verhindern. Aufgrund des für den Kunden angelegten ICT2Keys, kann das jeweilige Endgerät, d.h. IKT-GW2, im mPRM immer genau identifiziert werden und somit auch für weitere Kommunikation mit anderen Komponenten der E-DeMa-Backend-Architektur (vgl. bspw. Anbindung IKT-GW2 – Marktplatz) genutzt werden. In diesen Fällen nimmt das mPRM die Rolle eines (reinen) Informationsmittlers ein.

Für die Erneuerung bzw. Verbesserung einzelner Softwarekomponenten des IKT-GW2 während des laufenden Betriebs wurde ein versionsabhängiger Update-Prozess im mPRM implementiert, der eine Remote-Aktualisierung ohne den Einsatz eines Servicetechnikers vor Ort ermöglicht. Dieser Prozess kann für einzelne, wie für eine selektive Gruppe von IKT-GW2 vom Systemadministrator durchgeführt werden. Aus den Erfahrungen des Projekts E-DeMa ergibt sich ebenso wie aus den Erfahrungen, die der Konsortialpartner RWE im Projekt „Mülheim zählt“, gemacht hat, dass eine entsprechende Fernzugriffs-Funktionalität zum Zweck von Software-Anpassungen unter allen Umständen zu ermöglichen (-> BSI Schutzprofil, Eichrecht) und technisch vorzuhalten ist, da andernfalls die aus den beim dezentralisierten, großzahligen Einsatz von Softwarelösungen resultierenden Betriebskosten nicht beherrschbar sind.

Anbindung IKT-GW2 - Marktplatz

Für die Kommunikation zwischen dem Marktplatz und dem IKT-GW2 wird JMS (Java Message Service) eingesetzt. Auf Seite des IKT-GW2 läuft ein entsprechender OSGi-Dienst, der die JMS-Nachrichten innerhalb des Gateways vermittelt bzw. weiterleitet – auf Seiten des Marktplatzes geschieht das Gleiche

[83] D.h. es wurde ein Austausch von Parameter vorbereitet, um diese im „Betrieb“ an anderer Stelle verfügbar zu machen, bspw. Zählerdaten vom IKT-GW2 an die µKWK oder µKWK Daten ans IKT-GW2 für den IEC-61850 Stack und auf diesem Weg dann an das Aggregatorleitsystem.

[84] die auch per DHCP verteilt werden kann

durch die verwendete Softwareplattform (JBoss) als Provider. Hierfür wurden alle für die Kommunikation wichtigen Meldungen bereits im Vorfeld im Pflichtenheft vordefiniert und während der Implementierungsphase mit Details der jeweiligen Endpunkte ergänzt. Als Informationsmittler – genauer Nachrichtenvermittler – zwischen den Endpunkten dient der im E-DeMa-Backend lokalisierte mPRM, welcher für jedes angesprochene Endgerät (IKT-GW2) die Nachrichten in der entsprechenden Message Queue vorhielt, aus welcher diese dann bei (erneutem) Erreichen des Online-Status an die einzelnen IKT-GW2 verteilt werden können. So kann sichergestellt werden, dass Nachrichten an Endgeräte nicht verloren gehen, obwohl diese ggf. zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht erreichbar sind; zudem ist der Betrieb des Marktplatzes von der Frage, ob bestimmte Endgeräte erreichbar sind oder nicht, unabhängig. Über die jeweiligen ReplyMessages als Antwort werden die gesandten Nachrichten quittiert, wobei in den meisten Fällen eine entsprechende Antwortinformation mit übermittelt wird, d.h. es ist grundsätzlich erkennbar, ob eine bestimmte Nachricht ein IKT-GW2 erreicht hat und dort umgesetzt wurde. Die vom Marktplatz an die Gateways gesendeten Nachrichten beinhalten u.a. die initialen Registrierungsinformationen des Kundengateways mit dem Marktplatz, tägliche Tarifinformationen und Preissignale, Bonusgutschriften (Credits des Aggregatorleitsystems) und Wettervorhersagen für die bei E-DeMa.Komplex Kunden installierten µKWK-Anlagen.

2.3.5 Remotemanagement System (mPRM)

Im „Szenario 2012“ und mit Blick auf den Feldtest wurde seitens des E-DeMa-Projekts entschieden, die Anbindung der IKT-GW2 an den Marktplatz über ein Remotemanagementsystem, den sogenannten mPower Remote Manager (mPRM) der Firma ProSyst vorzunehmen, wofür nicht zuletzt sicherheitstechnische Überlegungen sprachen.

Der ebenso auf der OSGi Technologie aufsetzende mPRM stellt die Serveranbindung eines OSGi betriebenen Clients (hier das IKT-GW2) zur Verfügung. Das über Jahre entwickelte Produkt ermöglicht die Einbindung, das Management und die Synchronisation von OSGi basierten Geräten, deren Konfiguration, Wartung sowie Softwareaktualisierungen. Des Weiteren bietet der mPRM verschiedene Kommunikationsschnittstellen für weitere Serveranbindungen, wie im E-DeMa-Projekt der Marktplatz, der über die JMS (Java Message Service) Schnittstelle, Nachrichten über den mPRM an die jeweiligen IKT-GW2 senden kann. Der Einsatz des mPRM ist überall dort sinnvoll, wo insbesondere das Management von Software Komponenten notwendig ist. Innovative Smart Home / Smart Energy Lösungen ermöglichen es, neue Applikationen und Dienste auf beispielsweise Home Gateways zu installieren. Insellösungen, die nur eine oder wenige Aufgaben übernehmen und nicht erweiterbar sind, werden am Markt nicht bestehen können.

Zu den wichtigsten Kernaufgaben des mPRM im Feldversuch zählen:

- Die sichere Verbindung zum IKT-GW2 über SSL oder VPN. Wichtig ist hierbei, dass die Verbindung zum mPRM immer vom IKT-GW2 ausgeht und dadurch nicht im Internet sichtbar ist
- Der mPRM ist verantwortlich für die Adressierung der IKT-GW2 unabhängig vom Betriebsmodell: Der Marktplatz vergibt für seinen Verantwortungsbereich für jedes IKT-GW2 eine eindeutige ID, unter der die Geräte für die verschiedenen Funktionen (bspw. Preissignal senden) zu erreichen sind, ohne dabei direkt wissen zu müssen, in welchem Netz die Geräte eingebunden sind und wie diese adressiert werden müssen. Der mPRM, über den die Kommunikation zwischen Marktplatz und IKT-GW2 abgewickelt wird, routet dann die Nachrichten über den message-orientierten Kommunikationskanal auf die tatsächliche physikalische Adresse weiter. Die

Zuordnung der logischen IKT-GW2-ID auf die physikalische Adresse wird während des Registrierungsprozess des Gateways an den Marktplatz durchgeführt

Das Zusammenspiel der Komponenten zeigt Abbildung B-45. Das Markplatzsystem sendet JMS -über den mPRM an das IKT-GW2. Dieser Kommunikationskanal wird auch für rückläufige Nachrichten eingesetzt. Über das Kundennetzwerk werden die verschiedenen hausinternen Geräte an das IKT-GW2 angeschlossen, z.B. IKT-GW1 oder die Weiße Ware.

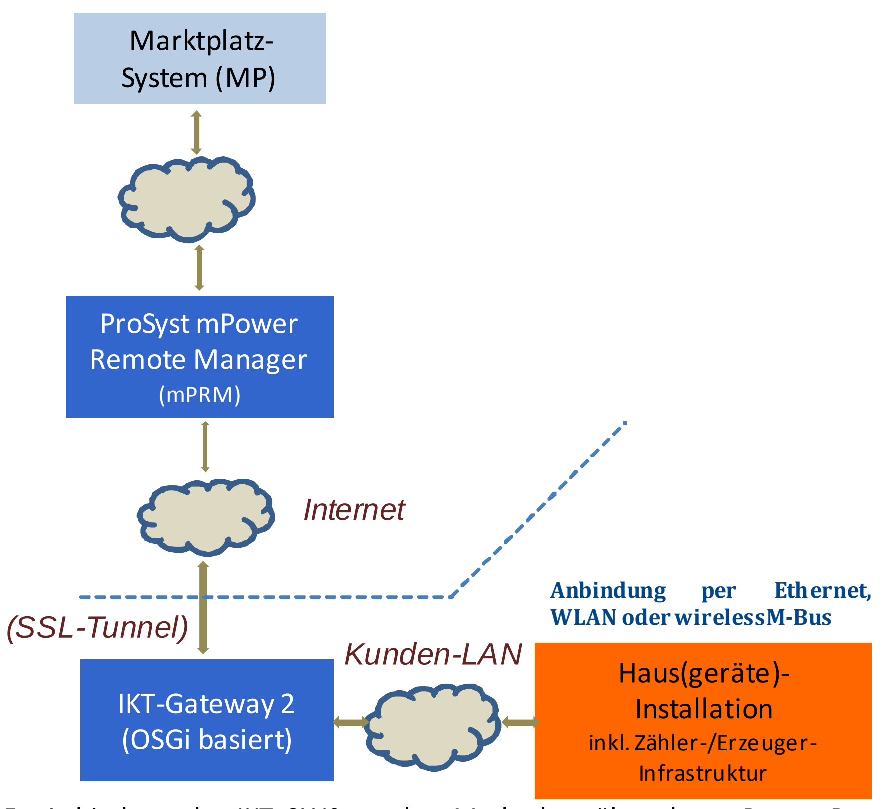


Abbildung B-45: Anbindung der IKT-GW2 an den Marktplatz über den mPower Remote Manager (mPRM)

2.3.6 Zählerdatenmanagementsysteme

Während für das „Szenario 2020“ in den seitens des Konsortiums erstellten Lasten- und Pflichtenheften die Funktionalitäten eines ZDM detailliert beschrieben sind, musste für das „Szenario 2012“ entsprechend der Gegebenheiten der Modellregionen ein anderes Vorgehen gewählt werden bzw. es hat sich als notwendig erwiesen, ausgewählte Komponenten und Funktionalitäten zu realisieren. Denn es war beabsichtigt, in der Teilmodellregion Mülheim/Saarn mit dem System eCount/eCollect des RWE für 50% der Zählpunkte ein existierendes Bestandsystem einzusetzen, wogegen für die anderen 50% sowie in der Teilmodellregion Krefeld mit EnergyIP ein „neues“ und insofern für die Verwendung im „Szeanrio 2012“ optimierbares System zum Einsatz kommen sollte.

Abbildung B-46 zeigt diesen Einsatz der unterschiedlichen ZDM-Technologien in den beiden Teilmodellregionen sowie die ZDM-Ausprägungen mit unterschiedlichen Funktionalitäten für die verschiedenen Rollen im liberalisierten Energiemarkt. So muss z.B. ein MSB/MDL-ZDM insbesondere einen effizienten Zähler-Rollout, die Aufbereitung der Rohdaten sowie das Monitoring und die Wartung der im Feld befindlichen Zähler unterstützen. Dagegen stehen bei einem VNB-ZDM Funktionen zur Plausibili-

sierung und Ersatzwertbildung, zur Berechnung der Netznutzungsentgelte sowie zur Datenbereitstellung an unterschiedliche Marktpartner im Mittelpunkt. Der Einsatz unterschiedlicher ZDM-Technologien (eCount/eCollect der Firma robotron sowie EnergyIP von eMeter/Siemens) und unterschiedlicher elektronischer Zählertechnologien (¼-h-Registerwerte aus den MUC/EHZ bei RWE bzw. ¼-h-Intervalldaten aus AMIS bei SWK) in der Modellregion ermöglichte zudem die standardisierten Schnittstellen u.a. des Marktplatzsystem zu testen.

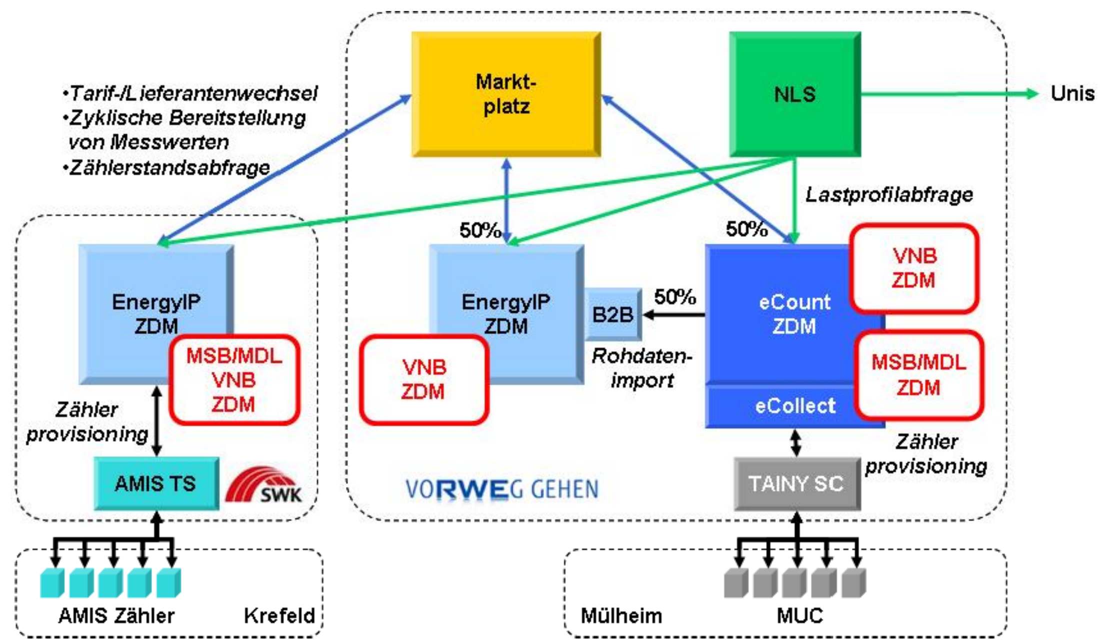


Abbildung B-46: Umgesetzte Standardprozesse, ZDM-Komponenten und die notwendigen Schnittstellen in der Modellregion

Das ZDM in der TMR Krefeld unterstützt sowohl die für den MSB/MDL relevanten Funktionen wie z.B. die Provisionierung der AMIS-Zähler und die Zählerrohdatenverarbeitung als auch VNB-Funktionen wie die Plausibilisierung und Ersatzwertbildung. Es stellt die Intervalldaten über eine JMS-basierte Schnittstelle täglich für den Markplatz bereit und bietet eine Schnittstelle für den Tarif- und Lieferantenwechselprozess.

Bei RWE in der Teilmodellregion Mülheim kommt als Zählertechnologie MUC/EHZ zum Einsatz. Die Rolle des MSB/MDL-ZDMs wird hier von eCount/eCollect übernommen. Um im Modellversuch auch eine dezidierte VNB-Ausprägung eines ZDMs zeigen und die EDIFACT-basierte Marktkommunikation zwischen ZDMs unterschiedlicher Marktrollen demonstrieren zu können, wurde in der Teilmodellregion Mülheim ein Setup mit einem Parallelbetrieb von eCount und EnergyIP als VNB-ZDM gewählt. Die Zählerdaten von 50% der Zähler in Mülheim werden direkt von eCount weiterverarbeitet, der Plausibilisierung und Ersatzwertbildung innerhalb von eCount zugeführt und schließlich über einen Marktplatzadapter an den Marktplatz bereitgestellt. Der Marktplatzadapter bildet dabei die MSCONS-basierte Marktkommunikation auf die JMS-basierte Marktplatzschnittstelle ab. Die Zählerdaten der anderen 50% der Modellversuchsteilnehmer in Mülheim werden von eCount mittels standardisierter Marktkommunikation (MSCONS-Nachrichten) an das Marktgateway B2B by Practice der Next Level Integration GmbH geschickt, das diese in eine VNB Ausprägung von EnergyIP importiert. In diesem erfolgt dann u.a. die Plausibilisierung und Ersatzwertbildung, bevor die plausibilisierten Zählerdaten über eine JMS-basierte Schnittstelle analog wie in Krefeld an den Marktplatz bereitgestellt werden.

Alle ZDMS in der Modellregion implementieren eine Schnittstelle für die Netzleitstelle (NLS-Schnittstelle) zur Abfrage von Lastprofilen, die von der Netzleitstelle zur Verbesserung ihrer Lastmodelle verwendet werden können. Außerdem ermöglicht diese Schnittstelle die Bereitstellung der Lastprofile für die weiteren Analyseaufgaben im Rahmen des E-DeMa-Projekts. Dazu holt ein auf dem NLS-Rechner laufender Client täglich die Lastprofile und pseudonymisiert die Zählpunktbezeichnungen mit einer sicheren One-Way-Hashfunktion spezifisch für die einzelnen Projektpartner, wodurch den Anforderungen des Datenschutzes Rechnung getragen wird. Erst nach dieser Pseudonymisierung werden die Lastprofile den einzelnen Projektpartnern zur Verfügung gestellt. Eine Besonderheit der ZDM-Installation in Krefeld ist die Einbindung von Spartenzählern für Gas und Wasser, womit im Modellversuch auch ein spartenübergreifendes Zählerdatenmanagement gezeigt wird.

Zur Weiterverarbeitung von Zählerdaten, zum Rollout und Management einer Zählerinfrastruktur benötigen ZDMS als Backend-Systeme Stammdaten (z.B. zu den physikalischen Zählern, den Zählpunkten und den Kunden). Für den realen Produktivbetrieb müssen ZDMS daher mit diversen stammdatenführenden Systemen wie z.B. einem SAP-CIM (Customer Information Management) oder einer Geräteverwaltung integriert werden. Eine solche Integration mit Bestandssystemen ist jedoch in der Praxis nur im Rahmen zeit- und kostenintensiver Integrationsprojekte möglich, weshalb für den E-DeMa-Modellversuch ein einfacherer, auf einem Excel-Template basierender Ansatz zum Stammdatenimport in die ZDMs als auch in den Marktplatz gefunden werden musste.

Für den Modellversuch waren somit folgende Schnittstellen und Komponenten zu realisieren:

- Stammdatensynchronisation auf Basis des für den Modellversuch definierten Stammdaten Excel Templates
- JMS-basierte Schnittstelle zum Marktplatz für den Tarif- und Lieferantenwechselprozess sowie für den Prozess „Anforderung und Bereitstellung von Messwerten“
- Eine Komponente für die zyklische Bereitstellung von Messwerten
- Integration des B2B Marktgateways mit EnergyIP für die zu demonstrierende Marktkommunikation zwischen MSB/MDL und VNB per MSCONS erhaltenen Zählerstandsgängen
- Konfiguration der ZDMS (z.B. Zählerprovisionierung, Bereitstellung von Messwerten, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung, Einbindung von Gas- und Wasserzählern) gemäß den Anforderungen des E-DeMa-Feldversuchs
- Client für die Webservice-basierte Abfrage und anschließende Aggregation von Lastprofilen, die der NLS für die Verbesserung der Lastprognosen oder in pseudonymisierter Form den Projektpartnern für deren Forschungszwecke zur Verfügung gestellt werden

2.3.7 Aggregator-Leitsystem

Mit Blick auf das „Szenario 2012“ und die für die Modellregion umzusetzenden Funktionalitäten war es im Hinblick auf die für das Darstellen eines Aggregator-Produkts konzipierten Systeme das Ziel des E-DeMa-Projekts, die technische Machbarkeit der Umsetzung entsprechender (Schalt-)Befehle über entsprechende Interaktionsketten zu untersuchen. Daher ist das Aggregatorleitsystem für den Feldversuch vollständig umgesetzt und aufgebaut worden. Ein solches System ist darüber hinaus unabhängig von weiteren energiewirtschaftlichen und regulatorischen Entscheidungen in jedem Fall notwendig, wenn Schalthandlungen durchgeführt, registriert und vergütet werden sollen. Im Gegensatz dazu wurden die Schnittstellen und Abläufe zwischen Aggregatorhandelsystem und dem VNB über den Marktplatz zwar spezifiziert, kommen aber in der Modellregion nicht zur Anwendung. Zwar ist davon

auszugehen, dass die VNB künftig Interesse an entsprechenden Flexibilitäten haben werden, es fehlt jedoch u.a. noch an den entsprechenden gesetzlichen Grundlagen, die es den VNB erlauben würden, sich solcher Mittel zu bedienen.

Entsprechend dieser Differenz wurde für das „Szenario 2020“ folgendes Vorgehen gewählt: Es wurde angenommen, dass alle Flexibilitäten des Aggregators an den VNB vermarktet seien und entsprechende Vereinbarungen wurden vorkonfiguriert und in den notwendigen Systemen vorgehalten. Weitere bzw. andere „Großhandelsumgebungen“, wie bspw. die EEX oder die Regelenergiemärkte, die einen anderen „Absatz“ der Leistungen des Aggregators erlaubt hätten, standen annahmegemäß nicht zur Verfügung bzw. wurden nicht modelliert, da dieses deutlich über die Möglichkeiten des Projekts hinausgehende Aufwendungen bedeutet hätte bzw. gerade im Hinblick auf eine Anbindung an die EEX bereits Standardlösungen vorliegen.

Praktisches Vorgehen mit Blick auf unterschiedliche Quellen von Flexibilität

Alle **KWK-Anlagen**, die dem Aggregator zur Verfügung stehen, wurden zu einer Gruppe zusammengefasst.[85] Die Aggregator-Anfragen richten sich an die gesamte Gruppe und werden in identischer Form an jede Anlage gesendet. Eine Anfrage wird mit (parametrierbarer) definierter Vorlaufzeit kommuniziert und enthält eine Start- und eine Endzeit. Im Feldversuch sind dabei drei Betriebsarten getestet worden:

- Flexibilitätsprognose, d. h. die Anlage antwortet mit einer Zeitreihe der möglichen Leistungsbandbreite (Fahrplan)
- Verfügbarkeitsprognose, d. h. rein binäre Aussage hinsichtlich Vorhandenseins von pos. bzw. neg. Leistungsreserven
- Anforderung ohne Rückmeldung, d. h. der Aggregator agiert auf Basis statistischer Verteilung der Anlagenzustände

Ziel ist es, alle verfügbaren Anlagen im Intervall zu starten und so lange wie möglich zu betreiben. Betriebszeiten unter Aggregatorkontrolle sind gemäß der Versuchsreihen der Universitäten vorab frei gewählt, aber auf das im Elektrizitätsmarkt übliche Viertelstundenraster festgelegt worden. Zu berücksichtigen sind die bzgl. aktueller energetischer Speicherkapazität je Haushalt stark voneinander abweichenden Rahmenbedingungen, welche natürlich eine Rückkopplung auf prognostizierte bzw. aktuelle Laufzeiten darstellen. Empirische Belege dazu sind in Kapitel 3.4.6. angegeben.

Die **Weiße Ware** wurde zu Beginn des Feldversuchs auf 10 verschiedene Gruppen aufgeteilt (nach Möglichkeit sollten sich keine topologisch benachbarten Anlagen in einer Gruppe befinden, stattdessen sollten die Anlagen einer Gruppe möglichst weit gestreut sein, um die lokale Gleichzeitigkeit möglichst gering zu halten). Diese Gruppenzuordnung bleibt über den Zeitraum des Feldversuchs bestehen. Geräte einer Gruppe erhalten alle die gleichen Aggregator-Anfragen und starten gleichzeitig, sofern Sie sich im Smart-Start-Modus befinden. Betriebsstartzeitpunkte liegen zwischen 9:00 und 16:00 Uhr, sind auf das Viertelstundenraster festgelegt und von Tag zu Tag beliebig wählbar.

Generell ist vorgesehen, dass pro Gruppe und Tag maximal ein durch den Aggregator initiiertes Betriebsintervall stattfindet.

[85] Dies sind in der Logik des E-DeMa-Feldversuchs grundsätzlich alle bei Teilnehmern verbauten KWK-Anlagen, da eben angenommen wird, diese stünden alle dem E-DeMa-Aggregator zur Verfügung bzw. dieser habe die mit den µKWK einhergehenden Flexibilitäten alle an den VNB vermarktet.

2.3.8 Netzleitsystem

In Bezug auf das „Szenario 2012“ und die Umsetzung der Überlegungen des Konsortiums zu Netzleitsystemen waren die folgenden Aspekte für das weitere Vorgehen ausschlaggebend: Ausgangspunkt einer Modellierung der physischen Netzinfrastruktur und der Simulation der VNB-seitigen Anreizsysteme ist die Bereitstellung von realen Netzdaten - für das Leitsystem zwingend in Echtzeit, um die Funktion der Auswerte- und Anreizapplikationen zu gewährleisten, welche dem zu erprobenden Zusammenspiel von VNB und Aggregator zugrunde liegen. Im Projektverlauf hat sich gezeigt, dass gerade in diesem Punkt sowohl die Datenschutzbelange des Netzbetreibers (jetzt: Westnetz) selbst als auch diejenigen der Teilnehmer berührt sind. Dementsprechend ist im gesamten Projektverlauf und auch gerade mit Blick auf das „Szenario 2012“ bzw. den Feldversuch mit größter Vorsicht und Zurückhaltung vorgegangen worden.

Die seitens E-DeMa über die Begleitforschung aber auch durch die Energiewirtschaft an sich geführten Diskussionen mit den zuständigen Landesdatenschutzbeauftragen haben zudem als zentrales Problem etwaige Datenvorratsspeicherungen ergeben. Solche könnten z.B. auftreten, wenn zu Zwecken eines Netzqualitätsmonitorings an einzelnen Netzabgängen Messdaten erhoben werden, die ggf. auch Rückschlüsse auf das Verhalten einzelner Kunden zulassen. Insgesamt besteht in dieser Hinsicht noch nicht unwesentlicher regulatorischer und gesetzlicher Handlungsbedarf darin, die Anforderungen der Energiepolitik mit denen des Datenschutzes soweit in Deckung zu bringen, dass datenschutzrelevante Fragestellungen nicht das künftige Gesamtsystem in Frage stellen. Hierbei sind die schützenswerten Interessen der Betroffenen gegen die tatsächlichen Notwendigkeiten, die ggf. mit der Energiewende und bestimmten Teilsystemen, die mit diese befördern können (bspw. der Einsatz von Smart Metering in bestimmten kritischen Fällen), abzuwägen.

Neben den reinen vertriebsgetriebenen Applikationen des IKT-GW2 lassen sich auch netzrelevante zusätzliche Informationen aus dem im Haushalt verbauten IKT-Gateway 1 für die Zwecke der Kurzzeit-Knotenlastprognose (STLS - Short Term Load Scheduler) nutzen. Diese ist wiederum Grundlage für die Zustandsschätzung im Verteilnetz (DSSE - Distribution System State Estimator).

Weitere netzbetriebsrelevante Funktionen sind:

- Fehlerortung (FLOC - Fault Localization), sowie darauf aufbauend
- Fehlerisolierung und Wiederversorgung (FISR - Fault Isolation and Service Restoration)

Die Applikation „Fehlerortung“ wertet die Störungsmeldungen von Schutzgeräten und Kurzschlussanzeigern aus. Bisher standen diese Informationen erst nach der manuellen Ablesung vor Ort zur Verfügung. Durch die Übertragung der Störungsmeldungen aus den SWK-Ortnetzstationen über die durch E-DeMa neu geschaffene Infrastruktur erhält das Wartenpersonal schneller ein umfassendes Bild der Situation. Die verbesserten Kenntnisse aus dem Netzzustand lassen eine schnelle Fehlerisolierung zu und erleichtern eine Wiederversorgung durch eine gezielte Zuschaltung von Einzelkomponenten auf den Erkenntnissen der Fehlerortung.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt bezieht sich auf die Untersuchung und Implementierung von Anreizapplikationen im Netz. Diese wurden in zwei unterschiedlichen Ausprägungen entsprechend der Art der Beeinflussungsteuerung entwickelt:

Bei Tag-voraus-Preissignalen wird dem Prosumer spätesten am Vortag der gültige (Netz-)Preisfahrplan bekanntgegeben,[86] um lokale Grenzwertverletzungen zu vermeiden. Diese werden mit einer vorausschauenden Lastflussrechnung ermittelt und daraus basierend auf Preissensitivitätsmodellen ein passender Preisfahrplan ermittelt.

Um auch kurzfristig (untertägig) auf Änderungen der Netzsituationen reagieren zu können, wurden zudem Leistungsflexibilitätspakete definiert, die über ein Aggregatorsystem angesteuert werden. Dieses verteilt Anforderungen des VNB (B2B-Vertrag größerer Leistung) auf eine größere Anzahl von Prosumern (B2C-Verträge kleiner Leistung). Durch das Aggregatorsystem werden im Feldversuch über das IKT-GW2 µKWK-Anlagen und Weiße-Ware-Geräte angesteuert. Die Reaktion der Prosumer auf Sollwerte/Steuersignale wird auch im Netzleitsystem ausgewertet, um die für die Ansteuerung der Prosumer erforderlichen Modelle hinsichtlich Sensitivität und Gewichtung überprüfen zu können. Im Feldversuch selbst sind Parameter nicht korrigiert worden, jedoch können die Erfahrungen in den entsprechenden Simulationsumgebungen genutzt werden.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen Ausschnitte des 10-kV-Netzes der Modellregion Mülheim-Saarn, wie sie in der Netzleitwarte angezeigt werden. Es sind nur die 10-kV-Stränge dargestellt, die im Feldversuch betroffen sind (Farbwechsel entlang der UA Saarn). Die Abbildung B-48 ist eine Ausschnittvergrößerung der Abbildung B-47. Messungen erfolgen in Mülheim nur in den 10kV-Abgängen der Umspannanlage, und die Werte (schwarz) werden in Echtzeit aus der RWE-Leitstelle ausgekoppelt. Eine Erfassung der Ströme und Spannungen in den Ortsnetzstationen ist nicht vorhanden.

[86] Der diesem Vorgehen inhärente Konflikt zwischen dem Preissetzungsverhalten des VNB und dem des Lieferanten ist in E-DeMa durch die vollständige Durchreichung aller Netzpreissignale an die Konsumenten seitens des Lieferanten aufgelöst worden. Dies ist in der Realität nicht zu erwarten und müsste durch entsprechende gesetzliche Regelungen zumindest in Teilen ermöglicht werden; ohne eine solche (nachteilige) Einschränkung der Handlungsfreiheit der Lieferanten könnten variable Netzentgelte aber weitgehend wirkungslos bleiben. Ihre sinnhafte Anwendbarkeit in einem entbündelten System bedarf daher weitergehender Untersuchungen.

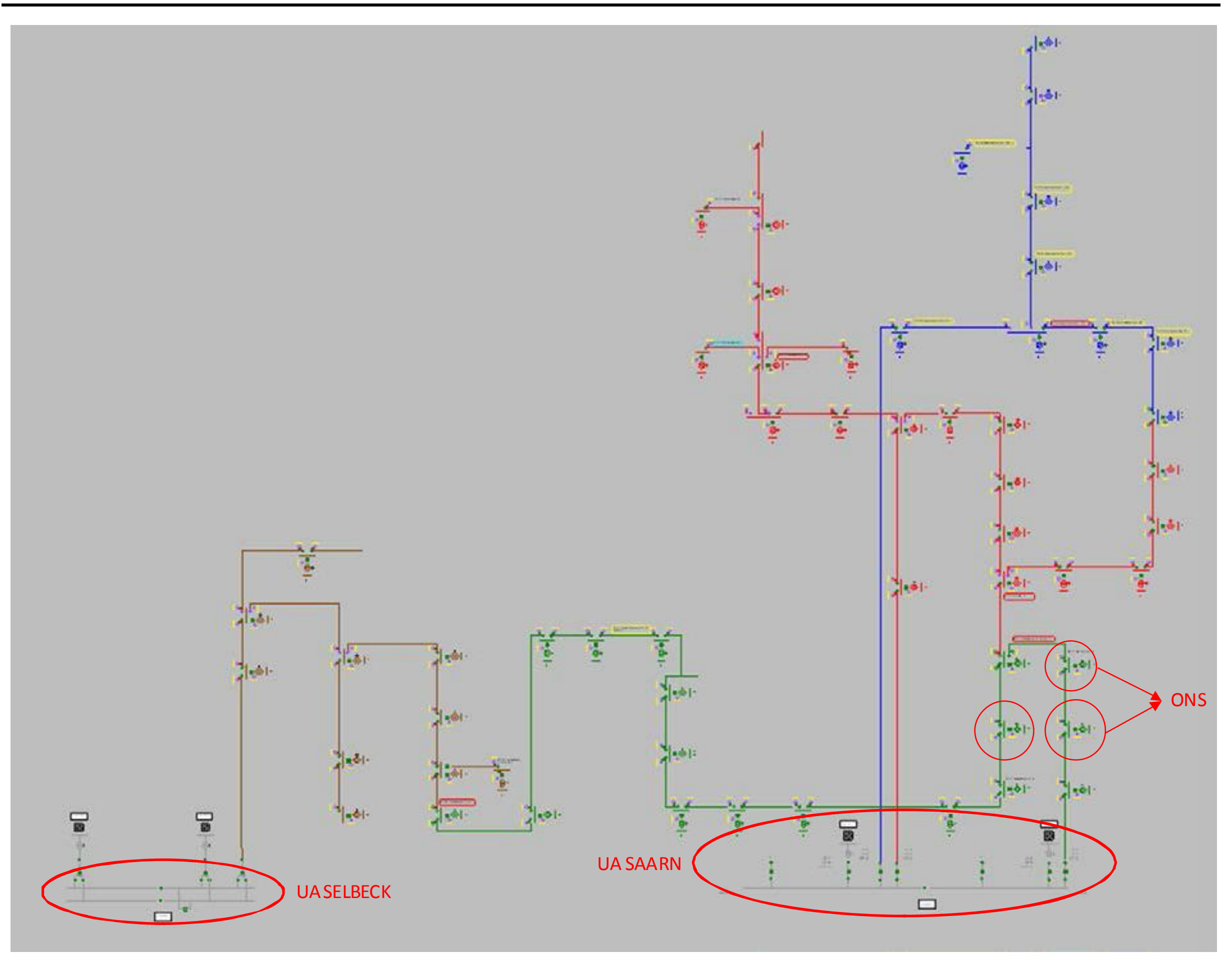


Abbildung B-47: 10kV-Netzbild der Modellregion Mülheim: Farbwechsel entlang der UA-SAARN mit den 10kV Abgängen des Feldversuchs.

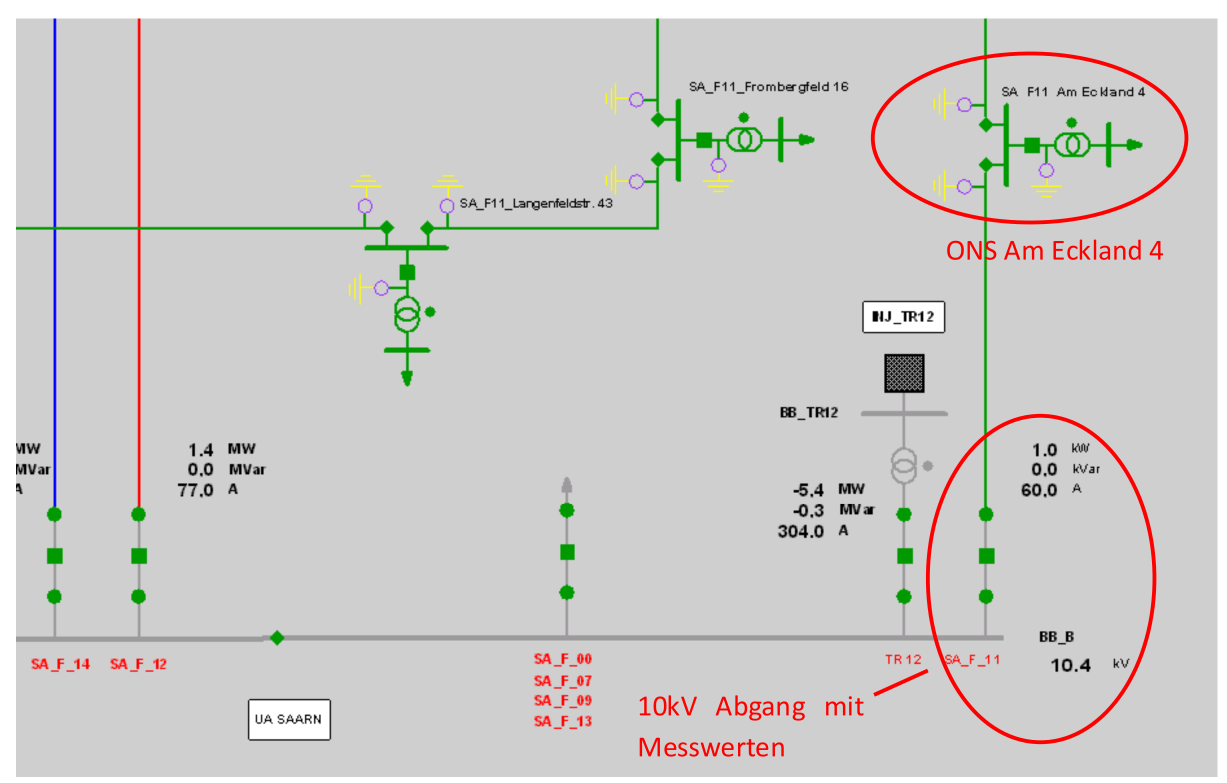


Abbildung B-48: Ausschnittvergrößerung des 10-kV-Netzbildes der Modellregion Mülheim

Die beiden nachfolgenden Abbildungen verdeutlichen den Erkenntnisgewinn in der Netzleitwarte. Die beiden Ausschnitte aus dem 10-kV-Netzbild in der Netzleitwarte zeigen die Anschlüsse der ONS Wilmendyk78 sowie der ONS Josef-Lendersdyk 1. Neben der numerischen Darstellung der Ergebnisse der Netzberechnung (Tabellen) wird dem Bediener im Leitsystem auch die Richtung des Energieflusses (grüne Pfeile) angezeigt. Zur schnellen Erkennung möglicher Engpässe dienen die Angaben zur prozentualen Auslastung der Betriebsmittel (schwarze Kreise).

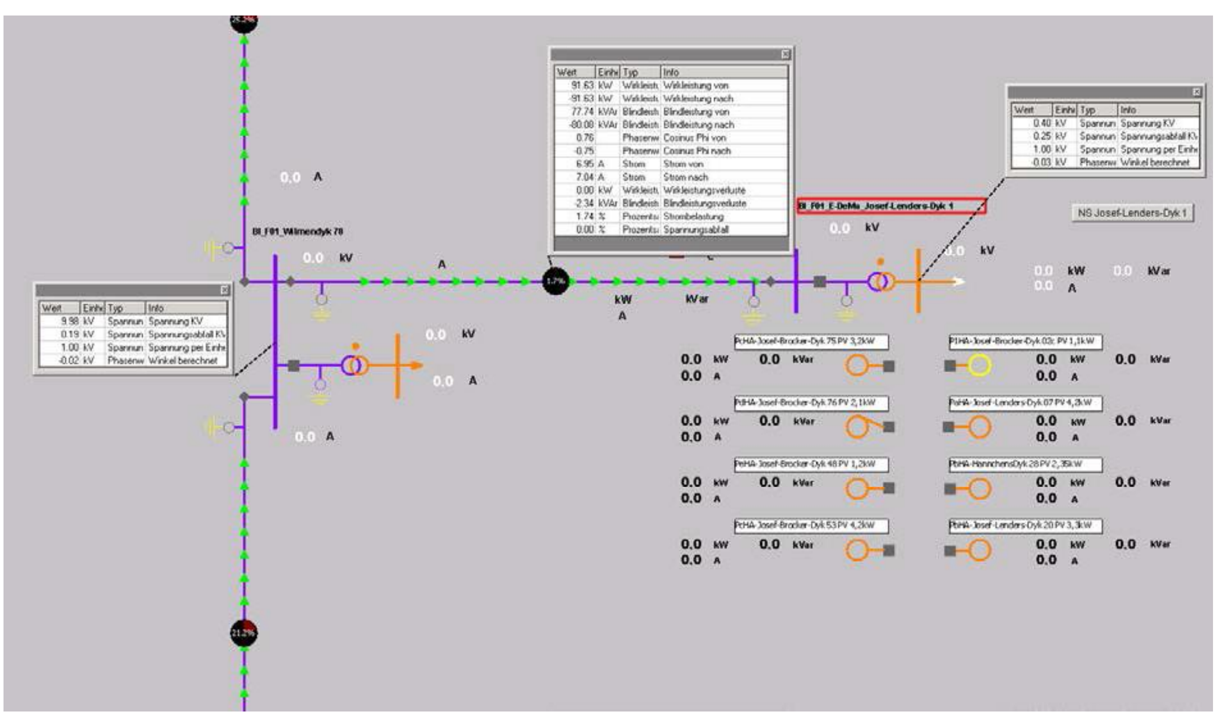


Abbildung B-49: 10kV Netzbild des Anschlusses der ONS Wilmendyk78 mit Darstellung der Ergebnisse der Netzberechnung (Modellregion Krefeld)

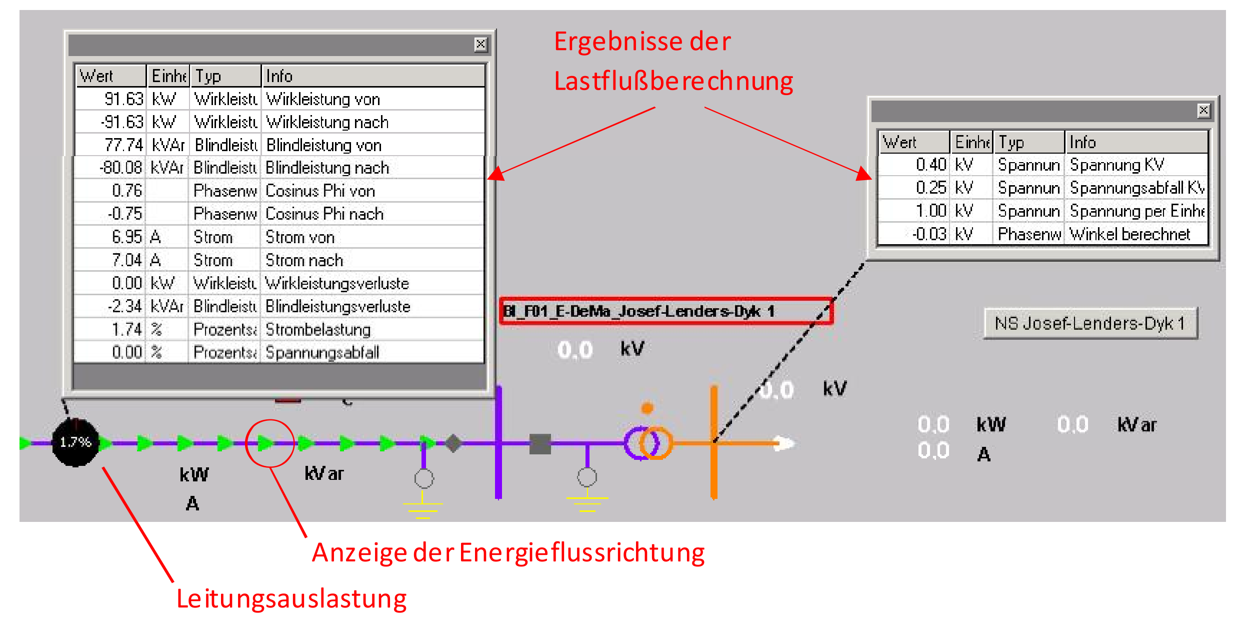


Abbildung B-50: 10kV Netzbild des Anschlusses der ONS Josef-Lendersdyk 1 mit Darstellung der Ergebnisse der Netzberechnung (Modellregion Krefeld)

2.4. Realisierung und Einsatz der Simulationsumgebungen

Neben den theoretischen Überlegungen zur Simulation hat das Konsortium im Rahmen der Realisierung der Simulationsumgebungen bzw. durch deren tatsächlichen Einsatz zahlreiche wertvolle Erkenntnisse für die weitere Projektarbeit gewinnen können. Diese werden im Folgenden in Bezug auf die vier großen Simulationsblöcke (vgl. Kap. 2.2) dargestellt.

2.4.1 Simulation des Lastverhaltens der Kunden

Innerhalb der Simulationsumgebung zum Lastverhalten der Kunden wurde für die definierten B2C-Musterprodukte E-DeMa.Basis, E-DeMa.Effizienz und E-DeMa.Variabel untersucht, mit welchem Nachfrageverhalten der Kunden zu rechnen sein würde. Diese E-DeMa-Musterprodukte spiegeln die grundlegenden Preismodelle mit zwei bzw. fünf Tarifzonen wider, so dass die Ergebnisse grundsätzlich auch auf die übrigen Musterprodukte mit fünf Tarifzonen übertragbar sind. Das Musterprodukt E-DeMa.Balance wurde in der Simulation noch nicht betrachtet, da es sich hierbei um ein vollständig neues Produkt handelt, an das sich die Kunden erst gewöhnen müssen. Bisher sind im Elektrizitätsmarkt nur zeitabhängige Tarife verbreitet. Das innovative lastabhängige Musterprodukt E-DeMa.Balance soll Erkenntnisse darüber bringen, wie Kunden mit einer solchen Produktgestaltung umgehen.

Zur Ermittlung und Darstellung des jeweiligen Potenzials aus der angestrebten Kundenbeeinflussung durch Tarifwahl und/oder Preissignale wird in der Simulation unterstellt, dass die gesamte betrachtete Kundengruppe sich einheitlich verhält, d. h. alle Kunden sich gleichartig und gleichmäßig beeinflussen lassen. Hieraus ergeben sich dann im Vergleich zur Ausgangssituation die maximalen Abweichungen gegenüber dem unbeeinflussten Zustand. In der Realität wird sich nur ein, mit den Mitteln der Simulation nicht näher quantifizierbarer, Anteil der Endkunden wie dargestellt verhalten, so dass sich die tatsächlichen Auswirkungen zwischen den beiden Extrempositionen (keine Beeinflussung bzw. maximale Reaktion) einstellen werden.

Die folgenden Ausführungen und Abbildungen beschreiben somit stets das Gesamtpotenzial bei idealtypischem Verhalten aller Endkunden. Mithilfe des entwickelten Lastmodells lässt sich der unbeeinflusste Lastgang einer Menge von Haushalten, wie exemplarisch für die Haushalte der Stadt Krefeld[87] für einen Tag in Abbildung B-51 gezeigt wird. Es sind sowohl die Lastspitzen in den Morgen-, Mittags- und Abendstunden als auch das Lasttal in den Nachtstunden deutlich erkennbar.

[87] Der Summenlastgang umfasst 116.041 Haushalte, was der Anzahl der Haushalte der Stadt Krefeld entspricht. Zur Validierung des erzeugten Summenlastprofils standen die durch das analytische Lastprofilverfahren bestimmten Lastprofile der Stadtwerke Krefeld aus dem Jahre 2008 zur Verfügung.

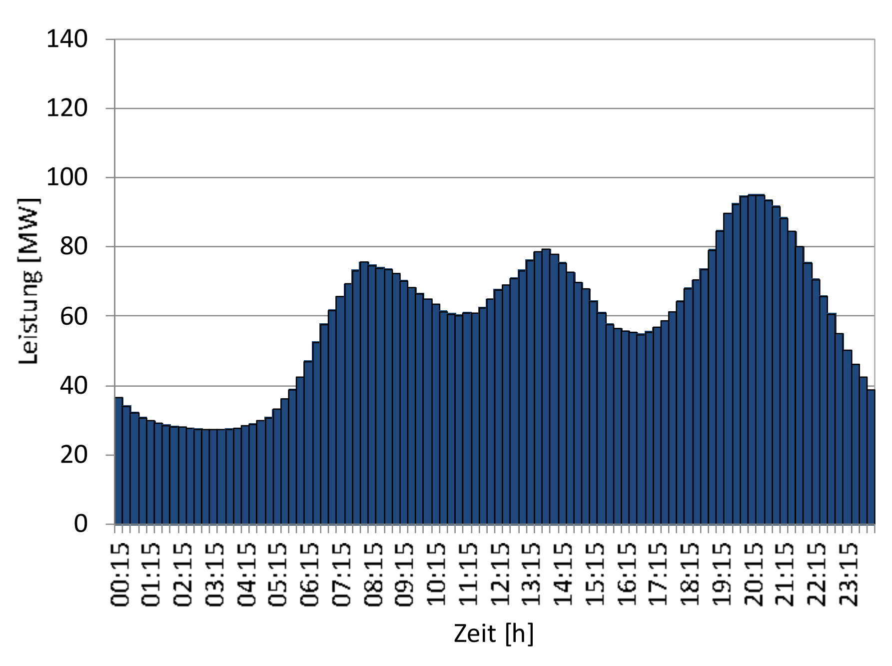


Abbildung B-51: Unbeeinflusster Summenlastgang im Laufe eines Tages für ca. 115.000 Haushalte

Simulation des Lastverhaltens der Kunden mit E-DeMa.Basis

Die Tarifstruktur des Musterproduktes E-DeMa.Basis wurde bewusst einfach gewählt, um auch Endkunden anzusprechen, die keine große Komplexität wünschen. Zur Simulation der Lastverschiebung in Haushalten unter den Einfluss dieses Produktes wurden die Summenlastgänge entsprechend verändert. Es wurden tarifentsprechende Wahrscheinlichkeitsfunktionen für den **manuellen** Einsatz von Geräten der Weißen Ware definiert (vgl. Abbildung B-52), die anstelle der Wahrscheinlichkeitsfunktionen des üblichen Geräteeinsatzes der Weißen Ware für die Berechnungen im Lastmodell verwendet wurden.

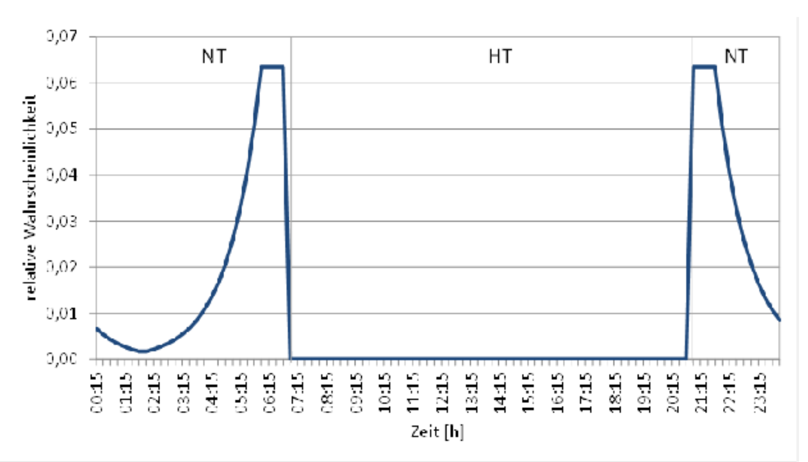


Abbildung B-52: Relative Wahrscheinlichkeit für den Einsatz der Geräte der Weißen Ware für Haushaltskunden mit E DeMa.Basis

Bei Betrachtung der Wahrscheinlichkeitsverteilung wird deutlich, dass die Verteilung ein dem Produkt entsprechendes, ideales Kundenverhalten annimmt. Das bedeutet, dass alle Kunden den Einsatz der Geräte der Weißen Ware in die Morgen- und Abendstunden verlegen und zwischen 07:00 und 21:00

Uhr kein steuerbares Gerät eingeschaltet wird. Da der Fokus bei E-DeMa bezüglich der Lastverschiebung auf der Weißen Ware liegt, wurde angenommen, dass nur diese Geräte, also Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine, manuell verschoben werden. Der Lastverlauf der übrigen Geräte blieb in der Simulation durch das Musterprodukt unbeeinflusst. Eine manuelle Verschiebung anderer Haushaltslasten ist denkbar und kann grundsätzlich im Rahmen der Simulationsumgebung analysiert werden.

Der veränderte Lastgang der Haushalte der Stadt Krefeld durch das Musterprodukt E-DeMa.Basis ist in Abbildung B-53 abgebildet. Die Veränderung ggü. dem zuvor abgebildeten unbeeinflussten Summenlastgang ist deutlich erkennbar.

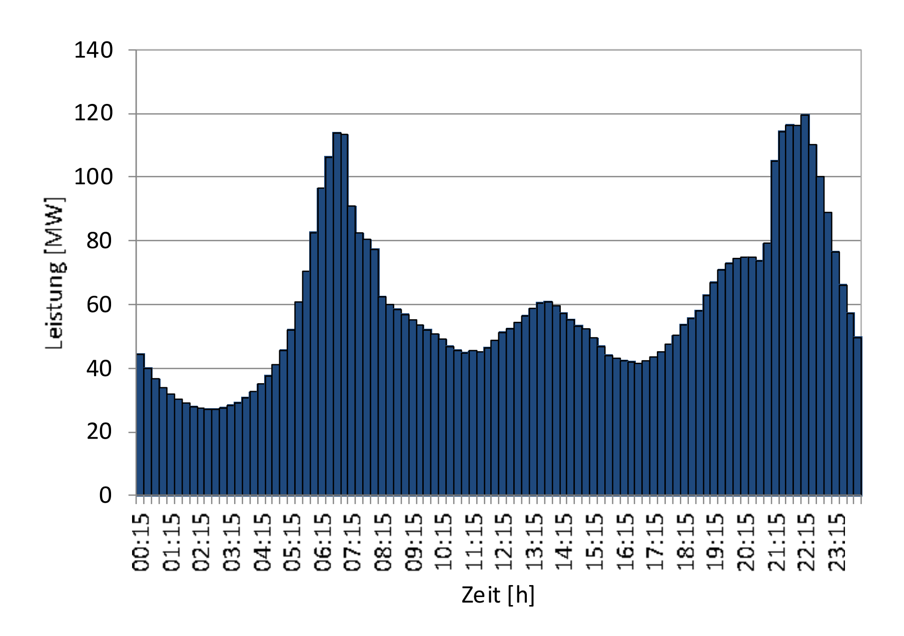


Abbildung B-53: Summenlastgang von ca. 115.000 Haushalten unter Berücksichtigung der Lastverschiebung durch E-DeMa.Basis

Aufgrund der zuvor getroffenen Annahmen kam es bei einem Lastgang einer Menge von Haushalten unter Berücksichtigung der Lastverschiebung durch E-DeMa.Basis zu hohen Lastspitzen vor bzw. nach den Übergangszeitpunkten vom Nebentarif in den Haupttarif (07:00 Uhr) bzw. vom Haupttarif in den Nebentarif (21:00 Uhr). Die Validierung der Modelle bzgl. des manuellen Einschaltverhaltens der Kundenlasten bleibt den abschließenden Untersuchungen im Feldversuch vorbehalten (s. Kap. 3.4.1.).

Simulation des Lastverhaltens der Kunden mit E-DeMa.Effizienz

Die Wahrscheinlichkeitsfunktion für den manuellen Einsatz der steuerbaren Geräte bei dem Musterprodukt E-DeMa.Effizienz ist in Abbildung B-54 dargestellt.

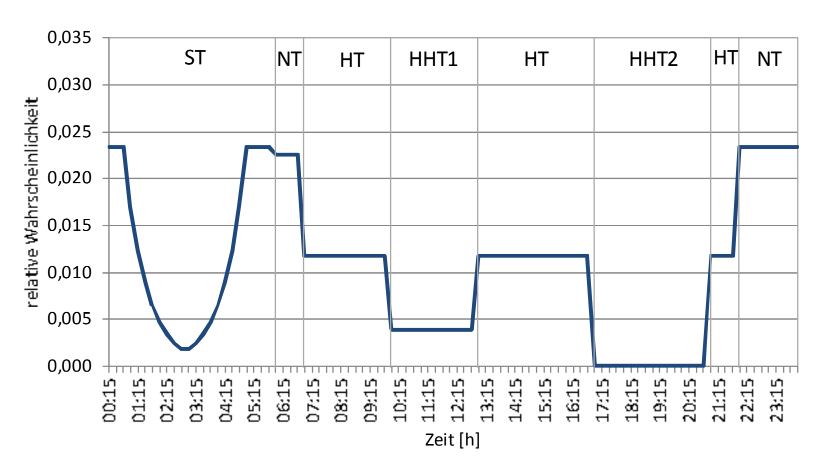


Abbildung B-54: Relative Wahrscheinlichkeit für den Einsatz der Geräte der Weißen Ware für Haushaltskunden mit E-DeMa.Effizienz

Analog zu der Wahrscheinlichkeitsfunktion bei E-DeMa.Basis wird auch hier das maximale Potenzial ermittelt und daher die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Weißen Ware für das Zeitfensters mit dem höchsten Preis auf null gesetzt. Aufgrund der größeren Zahl an Tarifzonen mit entsprechend großer Preisspreizung verändern sich die Einsatzwahrscheinlichkeiten gegenüber der Ausgangssituation erneut stark. Die vielen unterschiedlich bepreisten Tarifzeitfenster ergeben bei dem Musterprodukt E-DeMa.Effizienz im Gegensatz zu E-DeMa.Basis bei der Wahrscheinlichkeitsfunktion für den Geräteeinsatz nicht so große Sprünge zwischen den Tarifzeiten. Es ist daher nicht zu erwarten, dass sich der Lastgang an den Grenzen so stark erhöht. In den Nachtstunden wird die Wahrscheinlichkeit für den manuellen Geräteeinsatz ebenfalls als gering angenommen.

In Abbildung B-55 ist das veränderte Lastverhalten der Haushalte durch das Musterprodukt E-DeMa.Effizienz dargestellt. Der Einsatz der Geräte verteilt sich gleichmäßiger über den Tag. Die Abendlastspitze kann mithilfe des Produktes E-DeMa.Effizienz vermindert werden.

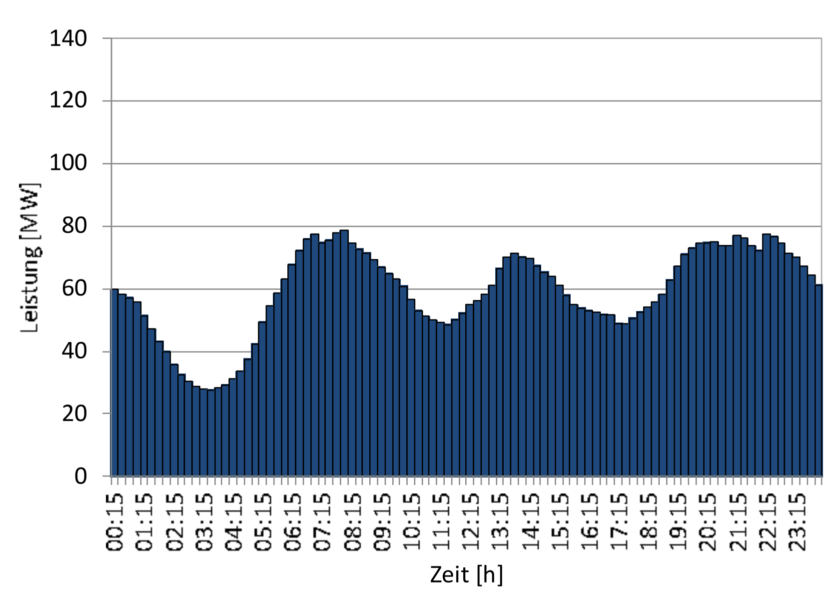


Abbildung B-55: Lastgang mehrerer Haushalte unter Berücksichtigung der Lastverschiebung durch E-DeMa.Effizienz

Das IKT-GW 2 steuert die Weiße Ware tarifoptimiert, sofern die Smart-Start-Funktion genutzt wird. Das bedeutet, dass die Maschine durch das Gateway zu dem Zeitpunkt eingeschaltet wird, zu dem der

günstigste Tarif besteht. Zur Vermeidung von Lastsprüngen an den Tarifzonengrenzen werden die Geräte mithilfe des IKT-GW2 nicht zum selben Zeitpunkt eingeschaltet, sondern über den gesamten Bereich des günstigsten Tarifs zeitversetzt mit Hilfe von Zufallsvariablen eingesetzt. Dabei bezieht sich die Zufallsvariable immer auf ein entsprechendes IKT-GW2. Die entsprechenden Wahrscheinlichkeiten für den Einsatz der Geräte der Weißen Ware sind in Abbildung B-56 dargestellt.

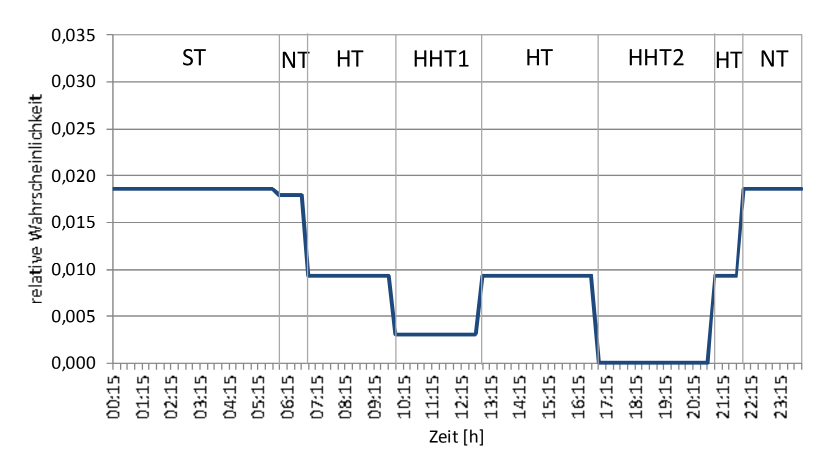


Abbildung B-56: Relative Wahrscheinlichkeit für den Einsatz der Geräte der Weißen Ware für Haushaltskunden mit E-DeMa.Effizienz

Die Vergleichmäßigung des Lastgangs mit Hilfe des IKT-GW2 ist jedoch wesentlich vom Kundenverhalten abhängig. Mit der Eingabe des Zeitpunktes, an dem das Gerät den Vorgang beendet haben soll, greift der Kunde in die Optimierung des IKT-GW2 ein. Je geringer der Zeitraum zwischen Betätigung der Smart-Start Funktion und eingestellten Endzeit ist, desto kleiner ist das Potenzial des IKT-GW2 den Lastgang zu vergleichmäßigen. Der Lastgang von ca. 115.000 Haushalten mit diesem Musterprodukt ist in Abbildung B-57 abgebildet.

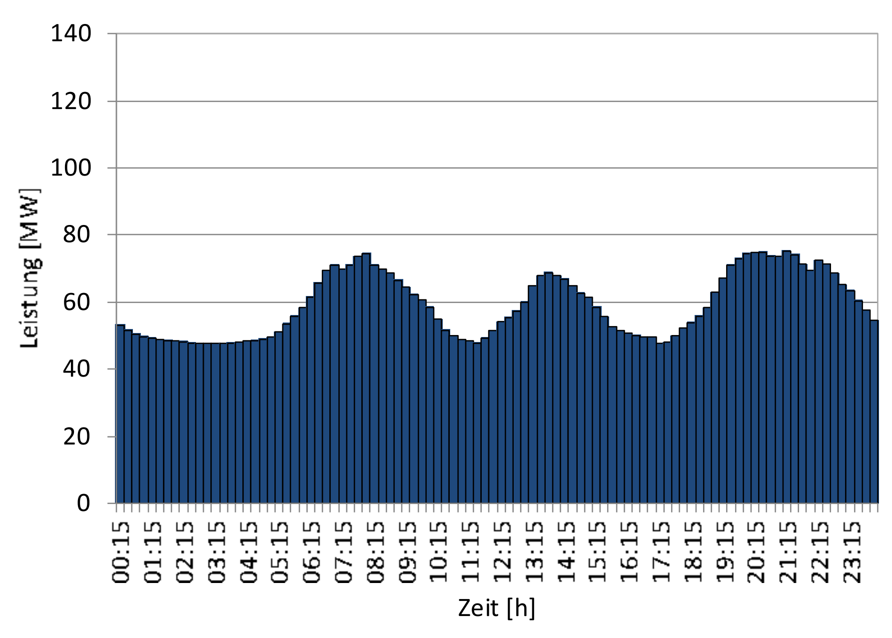


Abbildung B-57: Lastgang von Haushalte unter Berücksichtigung der Lastverschiebung durch E-DeMa.Variabel

Es wird deutlich, dass vor allem die Lastspitze in den Morgenstunden durch die Automatisierung bei dem Produkt E-DeMa.Variabel weiter gesenkt werden kann. In den Abendstunden konnte die Lastspitze bereits durch E-DeMa.Effizienz weitestgehend gesenkt werden. Der Verlauf über den Vormittag bis hin zu den Abendstunden ist bei beiden Tarifen ähnlich.

Bei den Simulationsergebnissen bleibt festzuhalten, dass das Verhalten der Endkunden eine entscheidende Rolle für die Auswertung der Ergebnisse darstellt. Es ist die Herausforderung der Anreizsysteme, die Endkunden dahingehend zu motivieren, dass sie auf Preisanreize und weitere Motivationstreiber reagieren und die Automatisierung so nutzen, dass Lastspitzen vermieden werden können.

2.4.2 Simulation des Last- und Einspeiseverhaltens der Netznutzer

Zur Verwendung im Rahmen der Lastflussberechnung wurden Modelle erstellt, die eine Simulation des Last- und Einspeiseverhaltens der Netznutzer ermöglichen. Da eine „hausabgangsscharfe“ Modellierung des Netzes angestrebt wurde, sieht die Modellierung der Netznutzer eine Ausdifferenzierung bis zum individuellen Einzelnutzer vor. Über Parameter kann die in der Simulation gewünschte Reaktion auf Anreize eingestellt werden. Um auch die im Feldversuch gewonnenen Erkenntnisse hinsichtlich der Reaktion auf Anreize sowie dabei beobachtete soziodemographisch signifikante Effekte in der Simulation nachbilden zu können wurde basierend auf einer Analyse der im Feldversuch erhobenen Daten eine hierfür geeignete Parametrierung abgeleitet. Die Modelle wurden der Universität Duisburg-Essen in Form von in der Simulation erzeugten Jahreskurven und als parametrierbare Matlab®-Modelle zur Einbindung in die Simulationsumgebung der Netzsimulation zugeliefert.

Haushaltsmodell

Der Leistungsbezug von Haushalten aus dem Netz kann im statistischen Mittel nach dem Lastprofi-Verfahren durch das dynamisierte H0-Profil beschrieben werden. Diese Beschreibung erlaubt eine Individualisierung einzelner Haushaltskurven jedoch nur hinsichtlich des Gesamtjahresverbrauchs.

Der individuelle Zeitverlauf des Leistungsbezugs eines Haushaltes ergibt sich im Grunde aus einer Überlagerung verschiedener Leistungsverläufe von Geräten, die in den meisten Fällen durch im Haushalt lebende Personen über den Tag verteilt betrieben werden. Für manuell einzuschaltende Geräte gilt also die Bedingung, dass eine Person anwesend sein muss, um ein Gerät einzuschalten. Es kann angenommen werden, dass Personen je nach Lebens- oder Beschäftigungssituation zu unterschiedlichen Zeiten primär zu Hause sind und für die Bedienung von Geräten in Frage kommen. So werden zu 12 Personengruppen charakteristische Anwesenheitsprofile angenommen, die sich hinsichtlich der Abwesenheit im Wesentlichen an den Schul- bzw. Arbeitszeiten orientieren.

Der einen Haushalt charakterisierende Haushaltstyp bzw. seine sozialen Struktur ist auch mit der Haushaltsgröße verknüpft. Darüber hinaus kommen je Haushaltstyp aber nur bestimmte Personengruppen in Frage. Nach Gewichtung der Anwesenheitsprofile entsprechend der auf Annahmen basierenden Häufigkeit der Personengruppen je Haushaltsgröße und unter Berücksichtigung des haushaltsgrößenspezifischen Jahresverbrauchs wurde das H0-Profil auf die Haushaltsgrößen und die hier vorhandenen Personengruppen aufgeteilt.

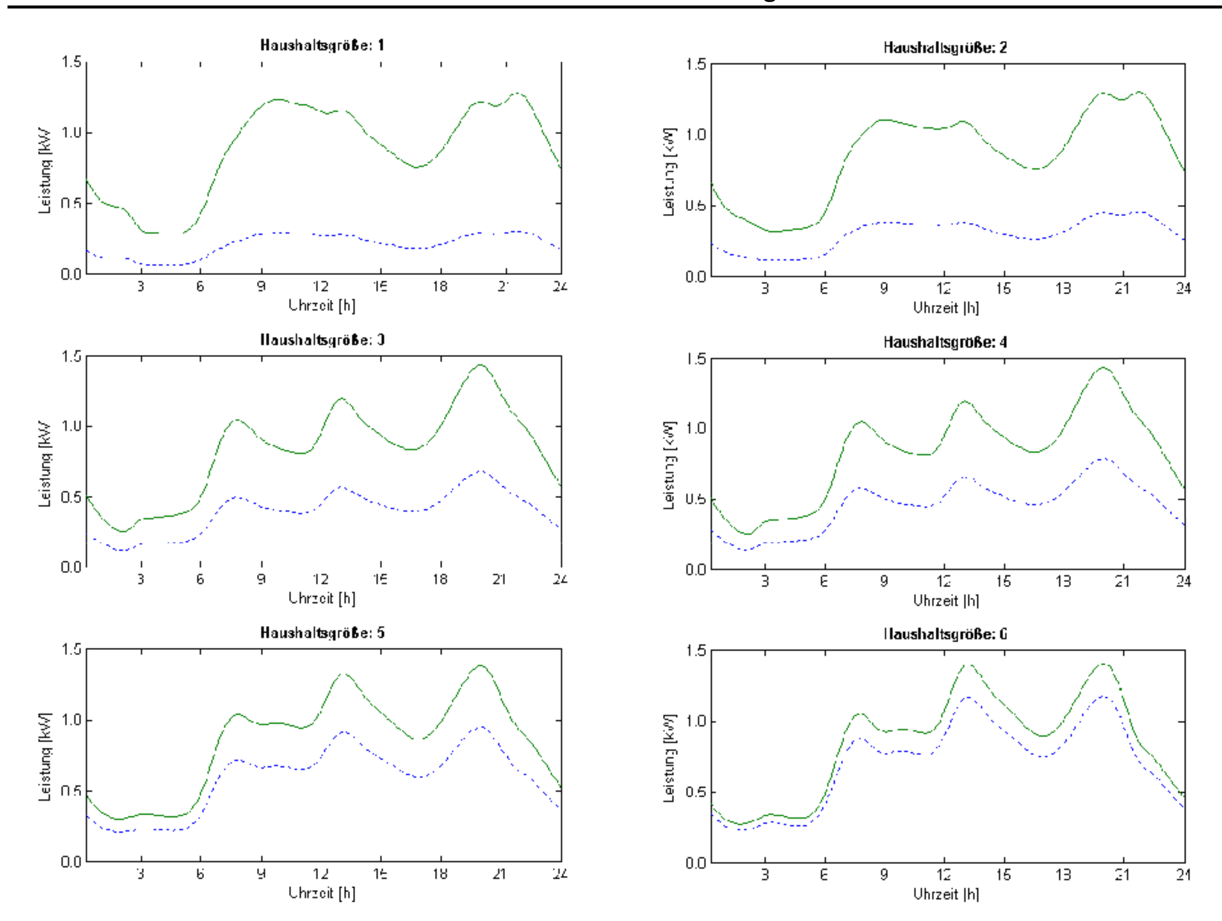


Abbildung B-58: Haushaltsgrößenspezifische Lastkurve für einen Werktag in der Übergangszeit

In einem zweiten Schritt werden diese personen- und haushaltsgrößenspezifischen Leistungsdichteverteilungen dann jeweils noch einmal auf 27 verschiedene Geräte verteilt. Aus den resultierenden Gerätelastkurven werden schließlich Gerätestartverteilungen berechnet, die die Wahrscheinlichkeit für das Einschalten eines Gerätes zu den jeweiligen Zeitpunkten eines Tages beschreiben.

Die Anreize hinsichtlich der Weißen Ware beeinflussen direkt die Gerätestartverteilung der jeweiligen Geräte. Die Preisanreize, die das Verbraucherverhalten insgesamt beeinflussen, wirken sich auf alle übrigen Geräte gleichermaßen aus. Dabei arbeitet die Simulation mit Minutenauflösung.

Die Schnittstelle für die Erzeugung und Parametrierung der zu simulierenden Modellregion erlaubt die Vorgabe einer individuellen Verteilung der Haushaltsgrößen, wodurch soziodemographische Besonderheiten einer Modellregion dargestellt werden können. Die mittlere Lastkurve einer Modellregion, deren Haushaltsgrößenverteilung der der Bundesrepublik entspricht, konvergiert mit steigender Anzahl an Haushalten gegen das dynamisierte Lastprofil H0.

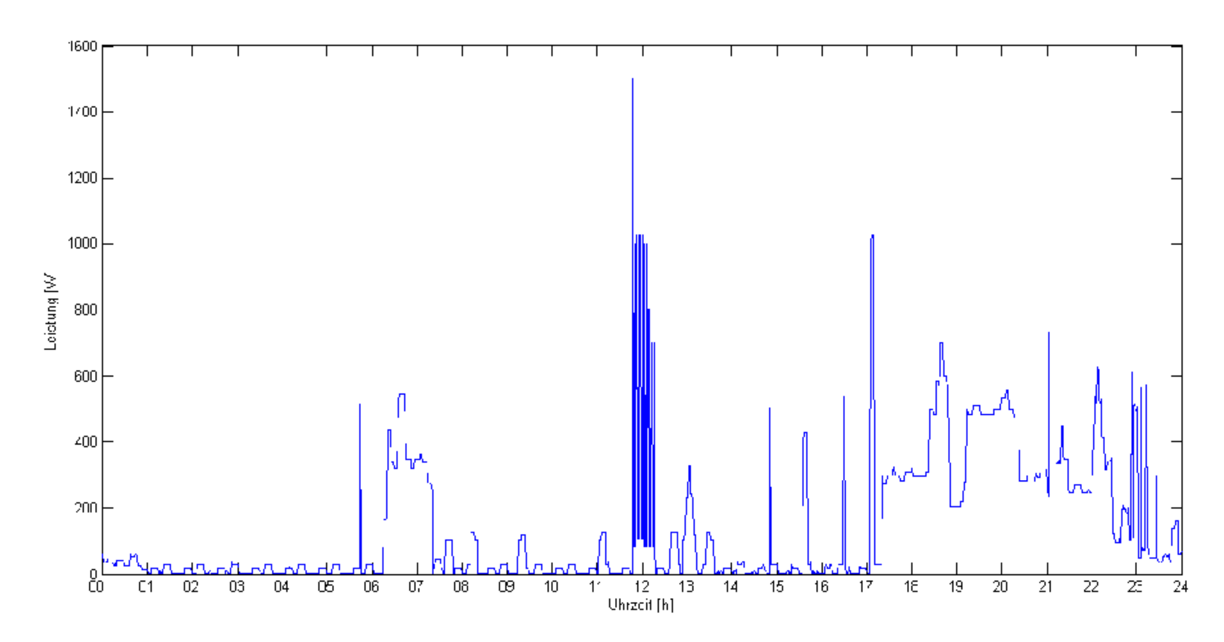


Abbildung B-59: Simulierter Lastverlauf eines Einpersonenhaushalts an einem Wochentag in der Übergangszeit

Die obige Abbildung zeigt den simulierten Lastverlauf eines Ein-Personen-Haushalts und unterscheidet sich insofern stark von dem angenommenen Lastverhalten einer größeren Gruppe von Haushalten, da eben die Durchmischungseffekte, die bei einer solchen Gruppe auftreten hier per Definition unmöglich sind: So ist der zu erwartende Energieverbrauch zunächst stark (aber nicht ausschließlich) von der Frage der Anwesenheit einer Person abhängig. Bei einem Mehrpersonenhaushalt ist davon auszugehen, dass unterschiedliche Mitglieder zu unterschiedlichen Zeiten anwesend sind – dies allein „glättet" den Lastverlauf in Relation zu der obigen Darstellung. Die entsprechenden Effekte verstärken sich, wenn nicht ein einzelner Haushalt betrachtet wird, sondern ganze Populationen.

Die Parametrierung der Reaktion auf Anreize

Im Feldversuch wurde das Lastverhalten der am Versuch teilnehmenden Haushalte unter dem Einfluss von Preisanreizen beobachtet. Um dieses Verhalten auf das Haushaltsmodell zu übertragen und somit auch in der Simulation nachbilden zu können, wurden die im Feldversuch erhobenen Daten ausgewertet. Für die soziodemographisch differenzierte Parametrierung des Haushaltsmodells muss je Haushaltsgröße eine Delta-Leistungskurve angegeben werden, die die Abweichung von der haushaltsgrößenspezifischen Summenlastkurve beschreibt.

Somit wurde die Datenbasis zunächst auf die Menge der Haushalte beschränkt, deren Haushaltsgröße bekannt war. Da nach Aufteilung der verbliebenen Datenbasis auf die einzelnen Haushaltsgrößen und Preisschemata pro Tag nur noch sehr wenige Haushalte pro Gruppe vorliegen, wurden deren Lastkurven für Werktage, Samstage und Sonntage aggregiert. Durch vorherige Differenzbildung mit der haushaltsgrößenspezifischen Summenlastkurve werden jahreszeitliche Effekte in dem Maße kompensiert, in dem diese vom dynamisierten Lastprofil H0 abgebildet werden. Haushaltsgrößentypische Effekte werden ebenfalls kompensiert, jedoch ist damit zu rechnen, dass Fehler, die in der Modellierung der haushaltsgrößenspezifischen Summenlastkurven vorliegen, in der Differenz weiter verbleiben. Diese tauchen dann aber bei allen Preisschemata gleichermaßen auf.

Das Ergebnis, die Delta-Leistungskurve ist mittelwertfrei und beschreibt die mittlere untertägige Lastverschiebung eines Haushalts bezogen auf die jeweils zugehörende haushaltsgrößenspezifische Summenlastkurve. Positive Werte bedeuten eine relative Lasterhöhung und negative Werte eine relative Lastreduktion. Eine absolute Lastreduktion oder -erhöhung innerhalb eines Tages wird dabei nicht direkt erfasst, ist dann aber für eine Verschiebung der Abszissenachse nach unten bzw. nach oben verantwortlich. Das heißt eine Lastreduktion ohne untertägiger Lastverschiebung würde in der Delta-Leistungskurve als weniger ausgeprägte Lastreduktion um die Mittagszeit dargestellt werden bei über den Rest des Tages gleichmäßig vorliegender scheinbarer Lasterhöhung. Bei dieser Untersuchung liegt der Fokus jedoch auf der untertägigen Lastverschiebung. Die Qualität der Kurvenform hängt dabei unmittelbar von der Anzahl der aggregierten Lastkurven ab. Je geringer die Anzahl, desto stärker überlagern stochastische Effekte den gesuchten Verlauf.

Die in Abbildung B-60 und Abbildung B-61 exemplarisch gegenübergestellten Delta-Leistungskurven für unterschiedliche Preisschemata zeigen sowohl die Reaktion auf Anreize, als auch die Unterschiede hierbei in Abhängigkeit von dem soziodemographischen Merkmal Haushaltsgröße.

Im Preisschema „Standard“ zeigen Einpersonenhaushalte im Vergleich zum Preisschema „Basis“ zwischen 7 und 8 Uhr eine Lasterhöhung um mehr als 100 W, die Vermeidung einer 50 -Spitze um 12 Uhr und sich am Beginn des NT-Zeitraums orientierend, eine Verschiebung des Beginns des Abendpeaks in Höhe von ca. 50 W auf 22 Uhr. Zweipersonenhaushalte weisen ebenfalls zusätzliche Peaks von ca. 100 W auf und zwar um 6:30 Uhr, zwischen 7 Uhr und 8 Uhr (sogar fast 200 W), um 19:30 Uhr und um 22:30 Uhr. Dreipersonenhaushalte erscheinen hauptsächlich stärker verrauscht. Vierpersonenhaushalte stechen mit einem Peak von ca. 300 W zwischen 5 Uhr und 7 Uhr signifikant heraus. Fünfpersonenhaushalte weisen alleine schon wegen Ihrer statistisch geringeren Häufigkeit das stärkste Rauschen auf. Dennoch ist hier eine Lastverschiebung aus dem späten Vormittag (HHT1) in den frühen Nachmittag (HT) erkennbar.

Die Analyse zeigt, dass die Reaktion auf Anreize unterschiedliche Ausprägungen in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße aufweist. In zwei Netzgebieten, die unterschiedliche Haushaltsgrößenverteilungen aufweisen, ist somit bei gleichen Anreizen mit unterschiedlicher Wirkung zu rechnen.

Die Preisschemata „Basis“ und „Standard“ flossen mit ca. 64.000 und 5.000 Tageskurven in die Berechnung der Delta-Leistungskurven ein. Die um eine Größenordnung kleinere Anzahl beim Preisschema „Standard“ äußert sich klar durch einen erhöhten Rauschanteil bei den Drei- bis Fünf-Personenhaushalten. Der Großteil der übrigen, hier nicht gezeigten Delta-Leistungskurven weist ein wesentlich intensiveres Rauschen auf, da die Anzahl der auswertbaren Kurven hier noch einmal ein bis zwei Größenordnungen niedriger liegt.

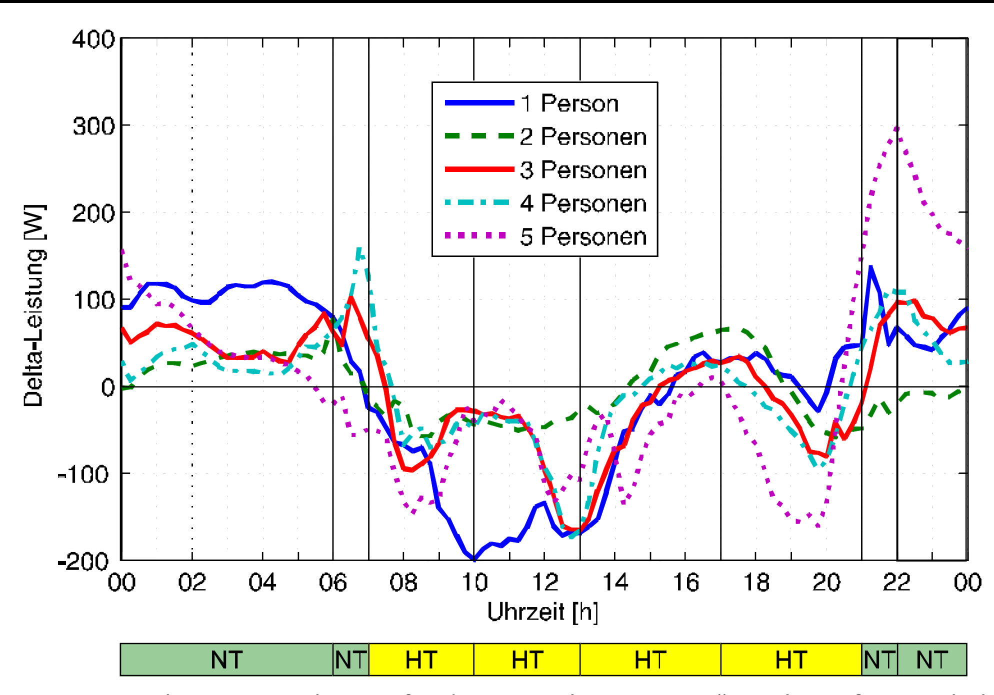


Abbildung B-60: Delta-Leistungskurven für das Preisschema „Basis", werktags für Haushaltsgrößen bis fünf Personen

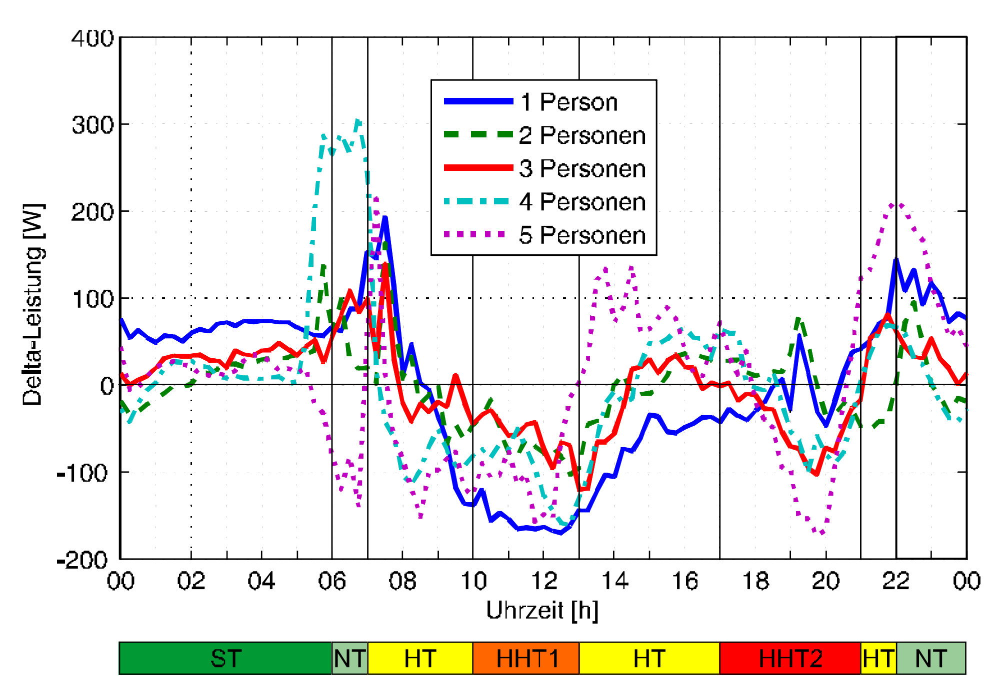


Abbildung B-61: Delta-Leistungskurven für das Preisschema „Standard", werktags für Haushaltsgrößen bis fünf Personen

µKWK-Anlagen-Modell

Bei µKWK-Anlagen ist elektrische Energiebereitstellung immer auch mit einer Wärmebereitstellung verbunden, die aus Effizienzgründen vor Ort im Haushalt genutzt werden muss. Die Höhe der dabei von den Anlagen lieferbaren elektrischen Energiemenge ist auf kurze Sicht abhängig von der Speichertiefe und wird auf lange Sicht bedingt durch die im Haushalt bestehende Nachfrage nach Wärme. Den

größten Anteil macht dabei der Heizenergiebedarf aus, der durch die im Jahreszyklus schwankende Außentemperatur bedingt wird. Die Höhe der elektrischen Einspeisung unterliegt somit parallel zum Wärmebedarf starken saisonalen Schwankungen. Die eigentliche Flexibilität von µKWK-Anlagen liegt somit weniger bei der Energiemenge als vielmehr bei der zeitlichen Positionierung der Einschaltzeiten im Tagesverlauf, da der Pufferspeicher im Rahmen seiner Speichertiefe eine zeitliche Entkopplung von Wärmebereitstellung und Wärmenutzung ermöglicht. Dabei bietet ein leerer Speicher zwar die größte Flexibilität hinsichtlich des Abrufs elektrischer Energie, dieser Zustand führt aber bei akutem Wärmebedarf automatisch zu einem wärmegeführten Betrieb.

Zu häufige Schaltzyklen während des Tages sollten aber in Hinblick auf die Lebensdauer der Anlage vermieden werden, weshalb auch hier Grenzen vorliegen.

Im Fokus der Betrachtung liegen µKWK-Anlagen mit Stirlingmotor, die eine elektrische Leistung von 1 kW aufweisen. Die Anlagen besitzen ein Zusatzheizgerät für Wärmelastspitzen und einen 700 l fassenden Wärmespeicher. Die dem Modell zugrunde gelegten exemplarischen Wärmebedarfskurven sind auf Einfamilienhäuser beschränkt und orientieren sich am Entwurf der VDI 4654. Die modellierte Betriebsführungslogik besitzt annahmegemäß eine Schnittstelle für die Berücksichtigung tariflicher Einflussnahme auf die zeitliche Positionierung der Einschaltzeiten.

PV-Modell

Die bei der Leistungsbereitstellung einer Photovoltaikanlage vorherrschende Einflussgröße ist die Sonnenstrahlungsdichte auf der Kollektorfläche. Diese wird im Falle direkter Strahlung durch den Neigungswinkel zwischen der Strahlungsrichtung und der Flächennormalen des Kollektors bestimmt. Durch atmosphärische Effekte wird der Anteil an direkter Strahlung jedoch reduziert. Die hierbei wirksame Reflexion sowie Streuung führen zu einer weiteren Strahlungskomponente, die als diffuse Strahlung beschrieben wird. Dünne, transparente Wolken führen zu einer Trübung der direkten Strahlung, dichte Wolken absorbieren sie total. Die Wolkendichteverteilung am Himmel entspricht in den meisten Fällen dem Schattenwurf der Wolken auf der Erdoberfläche. Dabei bewegt sich beispielsweise der klar begrenzte Schatten einer dichten Wolke mit der aktuellen Windgeschwindigkeit über die Erdoberfläche. Sobald er einen PV-Kollektor erreicht, führt dies zu einem Einbruch der eingespeisten Leistung. Ist die Wolke vorüber gezogen, steigt die Leistung wieder sprunghaft an. Wegen der räumlichen Verteilung dezentraler PV-Anlagen überfliegt eine Wolke auf ihrem Weg verschiedene Anlagen zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Der durch eine sich bewegende Wolke resultierende Einbruch der Leistungseinspeisung findet bei mehreren voneinander entfernten Anlagen also mit zeitlichem Versatz statt. Dadurch können sich die Unterbrechungen der Leistungseinspeisung je nach Windrichtung und Netztopologie teilweise lokal ausgleichen so dass sie auf höheren Netzebenen nicht mehr komplett sichtbar sein müssen. Die diffuse Strahlung hängt hingegen von der Bewölkung auf der gesamten sichtbaren Himmelsfläche ab und folgt hier eher einem Mittelwert, weshalb sich dieser Anteil bei benachbarten Anlagen nicht so sehr unterscheidet.

Wegen des gemeinsamen räumlichen Kontextes erlaubt das Modell die Parametrierung mehrerer über einer Ebene verteilter PV-Anlagen, wobei sich das Modell auf kleine Anlagen ohne Nachführung beschränkt. Die erforderlichen Informationen über den jeweiligen Standort und die installierte Leistung der Anlagen im Versuchsgebiet wurden durch den Verteilnetzbetreiber bereitgestellt. Die Anlagenausrichtung und -neigung (Azimut- und Höhenwinkel) wurde näherungsweise anhand der Ausrichtung und Neigung der Dachflächen am jeweiligen Standort durch Auswertung von Satellitenbildern bestimmt.

Der ideale Jahresverlauf des Sonnengangs wird gemäß DIN 5034-2 für den jeweiligen Anlagenort berechnet. Das Wettermodell unterscheidet verschiedene Bewölkungsarten die durch die Dauer und Abfolge von Trübungsgraden charakterisiert werden. Dabei kommt der Windrichtung eine besondere Bedeutung zu, da sich die Abschattungsfronten in dieser Richtung über die Erdoberfläche bewegen. Daten von benachbarten Windmessstationen des DWD wurden hinsichtlich der statistischen Eigenschaften des Verlaufs der Windrichtung analysiert und daraus ein Modell abgeleitet. Das Modell sieht somit in Windrichtung verlaufende Wolkenkorridore vor, auf denen sich die Wolken bewegen. Parallele Windkorridore weisen jeweils eine andere, aber ähnliche Bewölkung auf.

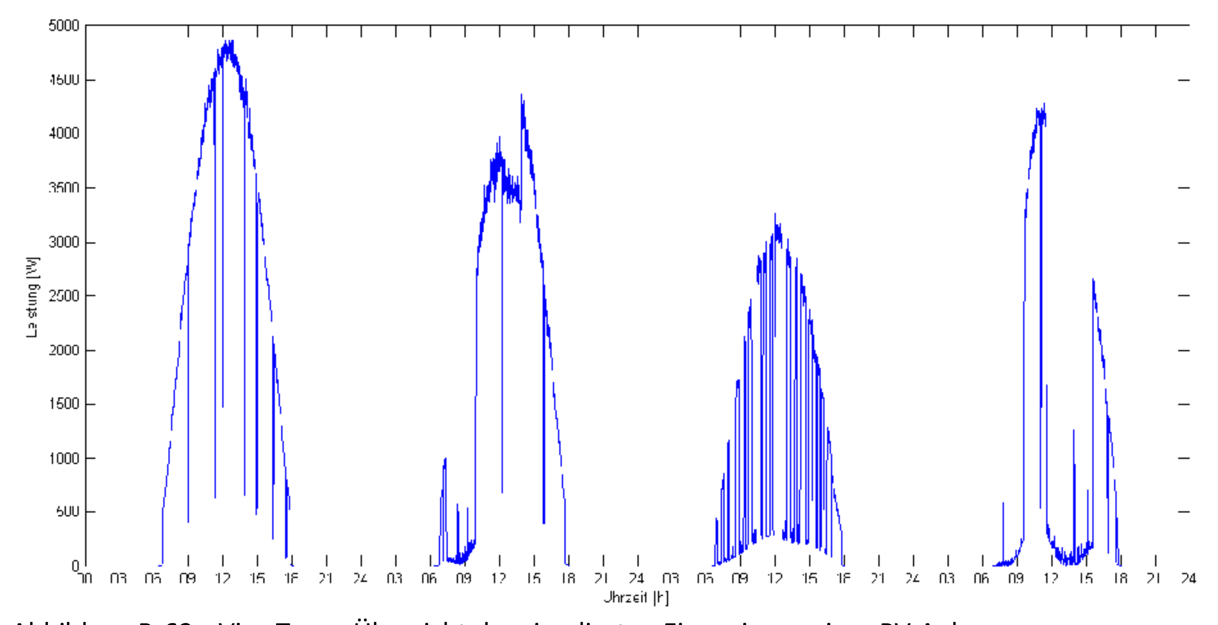


Abbildung B-62: Vier-Tages-Übersicht der simulierten Einspeisung einer PV-Anlage

Windenergiekonverter-Modell

Der die Leistungsbereitstellung eines Windenergiekonverters dominierende Effekt sind die Fluktuationen der Windgeschwindigkeit am jeweiligen Standort. Somit liegt der Schwerpunkt des Modells für die Netzsimulation auf der Nachbildung des Verlaufs der Windgeschwindigkeit. Als Grundlage dient die Analyse von gemessenen Stundenmittelwerten der Windgeschwindigkeit, die als Jahresverläufe durch den DWD bereitgestellt wurden. Die Betrachtung beschränkt sich dabei auf die zwei der Modellregion am nächsten liegenden Windmesspunkte in Arnsberg und Düsseldorf. Als Ergebnis werden die charakteristischen Unterschiede zwischen Tag und Nacht sowie des Wechsels der Jahreszeiten der beiden Standorte im Modell nachgebildet. Für den Standort der Anlage wird offenes Gelände angenommen. Die Häufigkeitsverteilung der 10-minütigen Mittelwerte der Windgeschwindigkeit entspricht im Jahresverlauf der Weibull-Verteilung. Das Windangebot wird dabei mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,4 m/s und einem Weibull-Parameter von C = 2.2 charakterisiert.

Die mechanisch-elektrische Energieumwandlungskette des Windenergiekonverters ist als lineares Modell realisiert. Für die Einbindung in die Mittelspannungsebene wird eine Anlage mit 80 m Rotordurchmesser und 2 MW Nennleistung verwendet. Die Betriebsführung schaltet die Anlage ab einer Windgeschwindigkeit von 4 m/s ein und oberhalb von 25 m/s wieder ab, wobei im oberen Windgeschwindigkeitsbereich die Leistung auf die Nennleistung begrenzt wird. Die Anlage wurde so ausgelegt, dass sie an diesem Standort 2063 Volllaststunden aufweist. Das Modell liefert Leistungswerte in Minutenauflösung.

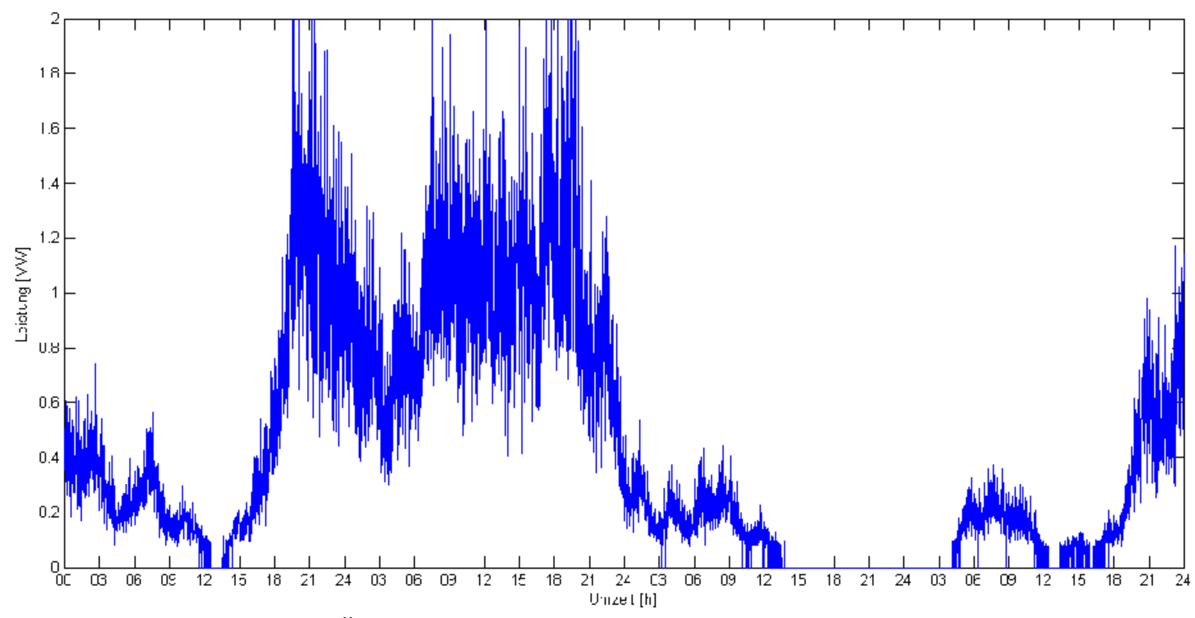


Abbildung B-63: Vier-Tages-Übersicht der simulierten Einspeisung eines Windenergiekonverters

2.4.3 Netzsimulation

Die Realisierung des Konzeptes der gesamten Netzsimulationsumgebung, der netzleittechnischen Funktionen sowie der Netzbeobachtungsfunktionen erfolgten, wie schon unter 2.2.3. erwähnt, auf dem „Netzbeobachtungsrechner". Dabei wurde die Simulationsumgebung so erstellt, dass sie kompatibel zu allen möglichen in Abbildung B-30 dargestellten Schnittstellen ist und alle vorstellbaren physikalischen Werte bereithält. Die Simulationsumgebung entspricht damit grundlegend dem, was mit einem „Smart Grid" gemeint ist: ein um elektronische Mess- und Zählwerterfassung (elektronische Haushaltszähler – „Smart Meter") und Kommunikationsinfrastruktur aufgerüstetes konventionelles Verteilnetz, in dem die erfassten Informationen zur Weiterverarbeitung - unter anderem für Steuerungs-, Regelungs- und automatisierungstechnische Aufgaben - kommunikationstechnisch verfügbar sind.

Zur Berechnung des Lastflusses wird die Netzsimulationsumgebung WinLF verwendet, ein robustes und bewährtes Lastfluss-Berechnungsprogramm, ausführbar als EXEcutable-Datei, welches die Universität Duisburg-Essen in die konsortiale Arbeit eingebracht hat. Das Programm liest nach dem Start die Netzdaten über eine auch vom Benutzer lesbare Datei ein, berechnet einen statischen Lastfluss aus Momentanwerten und schreibt die Ergebnisse zurück in eine wiederum vom Benutzer direkt lesbare Datei. Die Ergebnisse beinhalten alle relevanten Informationen (Spannungen und Ströme in Betrag und Phase, Wirkleistungen und Blindleistungen), sodass sich hieraus auch alle weiteren interessierenden physikalischen Größen ableiten lassen.

Dieses Lastfluss-Berechnungsprogramm wurde programmtechnisch in die Matlab©-Simulink©-Umgebung eingebunden, sodass es hieraus als EXEcutable aufgerufen werden kann. Hierdurch wurde erreicht, dass auch eine „dynamische Netzberechnung" erfolgen kann, indem durch mehrmaligen Aufruf mit unterschiedlichen Belastungswerten (z.B. aus den ¼-h-Messungen) Lastflüsse über vorgegebene Zeiträume hinweg berechnet werden können. Auch hierbei wird die Netzdatei jeweils im Anschluss an die Berechnung „dynamisch" erstellt und die Ergebnisse wieder an Matlab© zurückgegeben.

Die Einbindung der Modellierung in das technische E-DeMa-Umfeld ist aus der Übersicht in Abbildung B-64 zu ersehen.

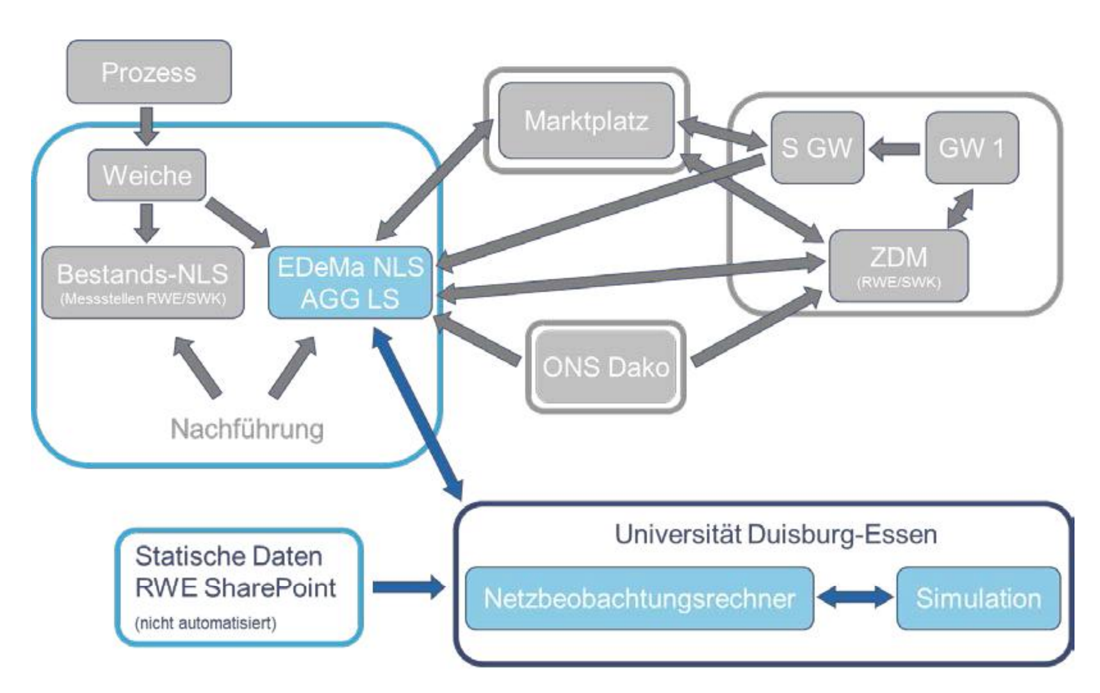


Abbildung B-64: Einbindung der Simulation in das E-DeMa-Umfeld

Die in der Simulationsumgebung umgesetzten relevanten netzleittechnischen Funktionen betreffen insbesondere die Ausgabe von Messwerten sowie die Reaktion von Schutzgeräten. Die in der Realität (Feldversuch) auftretenden Messwerte (Spannungen, Ströme, …) liegen alle als Ergebnisse aus der Lastflussberechnung vor, wie im Konzept der Netzsimulationsumgebung unter 2.2.3 bereits beschrieben. Die Reaktion von Schutzgeräten (z.B. Überstrom) ergibt sich aus dem Vergleich der zuvor genannten Ergebnisse mit dem im jeweiligen Schutzgerät eingestellten Grenzwert.

Die Bedienoberfläche der Netzsimulation wurde wiederum in Matlab© mit Anbindung an die Netzberechnung umgesetzt, so dass damit auch die Visualisierung der mit dem Netzsimulationsmodell berechneten Ergebnisse möglich ist.

Für die Erstellung dieser interaktiven Bedienoberfläche wurde zunächst ein sinnvolles Konzept für ein Leitsystem entworfen, welches innovative Funktionen zur Informationsverdichtung und -selektion (der Übersichtlichkeit dienend) sowie die Visualisierung beinhaltet. Dieses Konzept wurde umgesetzt, indem

- Der Netzbeobachtungsrechner mit drei Touch-Screen-Monitoren ausgestattet wurde, die Zugriff auf in der Netzleittechnik übliche Darstellungen, auch mehrere Ebenen oder Informationskanäle gleichzeitig, erlauben
- Die angezeigten Informationen auf ein Minimum reduziert werden, solange alle Parameter im zulässigen Bereich liegen, also kein kritischer oder gestörter Zustand im Netz vorliegt
- In selbsterklärender Bedienung eine Navigation bis an die gewünschten Stellen möglich ist

Abbildung B-65 zeigt ein Foto des Netzbeobachtungsrechners und seiner Bedienoberfläche

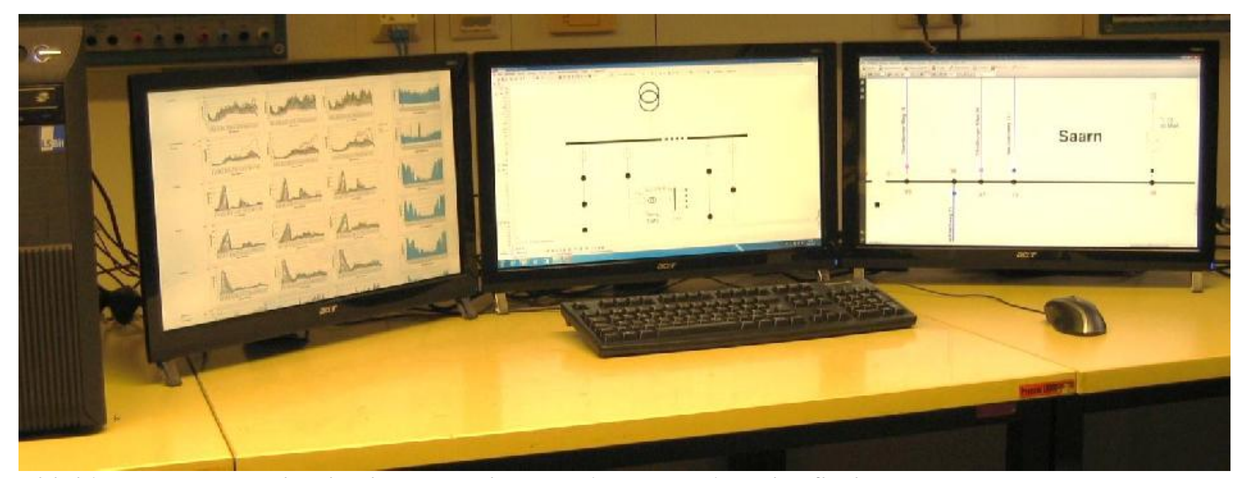


Abbildung B-65: Netzbeobachtungsrechner und seine Bedienoberfläche

Das Leitsystem der Netzsimulationsumgebung beinhaltet die Visualisierung aller Daten der Mittelspannungs- sowie der Niederspannungsebene. Die Bedienoberfläche erlaubt nun beispielsweise die Visualisierung des Spannungsprofils im Niederspannungsnetz, wie in Abbildung B-66 zu sehen.

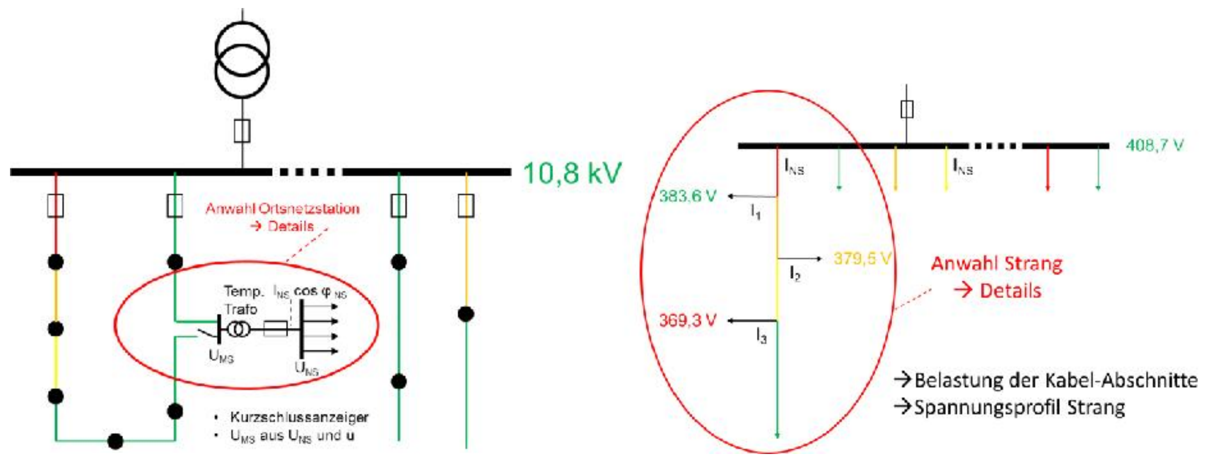


Abbildung B-66: Visualisierung des Spannungsprofils im Niederspannungsstrang in der Netzsimulationsumgebung
links: Mittelspannungsnetz, nach Anwahl der ONS und des Niederspannungsstrangs;
rechts: Spannungsprofil

Nach Erstellung der Netzsimulationsumgebung und Durchführung aller zur Validierung der Umgebung nötigen Tests auf Basis fiktiver Netzdaten wurden die Netzbereiche des Feldversuches und die angrenzenden Bereiche auf Basis der relevanten Netzdaten modelliert, welche von der Verteilnetzbetreibern über den E-DeMa-Sharepoint zur Verfügung gestellt wurden. Nach Überprüfung der Konsistenz und – in einigen Fällen – erforderlichen Korrekturen und Anpassungen wurden sie sodann in die entsprechenden Dateien eingetragen: für Mülheim die Mittelspannungsebene für das „Szenario 2012" und ergänzend die Niederspannungsebene für das „Szenario 2020", und für Krefeld Mittel- und Niederspannungsebene für „Szenario 2012" sowie „Szenario 2020"; dies erfolgte jeweils für die Mittelspannungsebene „ortsnetzstationsscharf" und auf der Niederspannungsebene „hausabgangsscharf". In Mülheim lagen die Daten für die Niederspannungsebene nicht elektronisch vor, daher ergab sich ein deutlich erhöhter Aufwand bei der Eingabe. Nach der Eingabe wurden die Daten jeweils durch Plausi-

bilitäts-Kontrollrechnungen mit synthetischen Verbraucherdaten validiert, um Eingabefehler auszuschließen. Die so erstellte Netzmodellierung wurde auch an Siemens weitergegeben und findet im E-DeMa-Netzleitsystem weitere Verwendung.

Wie weiter oben erwähnt, erfolgte der Test der Simulationsumgebung zunächst auf Basis synthetischer Last- und Erzeugungsprofile. Mit Beginn des Feldversuches erfolgte dann die Umstellung auf reale Daten: Im Feldversuch wurden nur ¼-h-Energiewerte übermittelt. Diese waren zu Beginn des Feldversuches zunächst noch gar nicht, später dann teilweise verfügbar, aber unvollständig; erst zum Ende des Feldversuches wurde der überwiegende Teil der im Feldversuch erfassten Werte korrekt übermittelt. Die Datenbereitstellung erfolgte zum Ende des Feldversuches auch rückwirkend für die vorherigen Monate, und damit sind die realen Zählwerte auch in der Simulation verwendbar.

Die über den Sharepoint abrufbaren Daten mussten bis zur Einbindung in die Simulationsumgebung aber erst aufwendig in mehreren Schritten weiterverarbeitet werden: In diesem Prozess wurden die Daten erst in lesbare Form formatiert, anschließend die Leistungsmittelwerte (Wirk- und auch Blindleistung, wo verfügbar) aus den übermittelten ¼-h-Energien berechnet und zuletzt Tests auf Vollständigkeit und Plausibilität durchgeführt. Danach war eine Einbindung der Daten in die Simulationsumgebung möglich, aber dennoch schwierig, da zur Wahrung des Datenschutzes, wie u.a. in 2.3.8. bereits erwähnt, vor der Übermittlung eine Pseudonymisierung aller Daten vorgenommen wurde. Einige Daten stammten auch von Kunden, die nicht im modellierten Netzbereich (dem des Feldversuches) lagen; damit war dann eine Zuordnung prinzipiell nicht möglich. Eine eindeutige Zuordnung von Daten an eine exakte Position ohne Kenntnis von Name und Ort im Niederspannungsnetz war überhaupt nur in Krefeld möglich, für Mülheim lag lediglich die Zugehörigkeit zur versorgenden Ortsnetzstation vor.

Ein Problem besteht darin, dass an keiner der betrachteten Ortsnetzstationen alle Kunden bekannt waren; somit ist das Bild der Beeinflussbarkeit der Kunden durch Veränderungen im Tarif stets nur unvollständig gegeben (im besten Fall sind 10 pseudonymisierte Kunden von einer Ortsnetzstation bekannt). Somit ist natürlich keine sinnvolle Simulation möglich, aus welcher klar wird, wie Kunden auf Anreize reagieren. Daher wurde für die Berechnung eines „Szenario 2020“ (bei dem alle Kunden einer Ortsnetzstation als bekannt vorausgesetzt werden) zusätzlich eine fiktive „virtuelle“ Ortsnetzstation erstellt, die ausschließlich diejenigen Kunden zusammenfasst, von denen die ¼-h- Energien vollständig übertragen wurden, und zu denen außerdem der jeweils gewählte Tarif bekannt ist. Da diese virtuelle Ortsnetzstation somit vollständig transparent ist, können damit sinnvolle Untersuchungen und die Hochskalierungen in der Simulation für 2020 durchgeführt werden.

2.4.4 Simulation der Kommunikationsinfrastruktur

Verschiedene IKT-Systemarchitekturen für Smart Metering und Demand Side Management werden derzeit in zahlreichen Modellversuchen evaluiert, welche die Einsetzbarkeit von kabellosen, -gebundenen und -geführten Technologien für prototypische Anwendungsfälle erproben. Die Skalierbarkeit und Interoperabilität dieser Systeme steht allerdings aufgrund der örtlich begrenzten Anwendung der Pilotinstallationen nicht im Fokus der Betrachtungen, weshalb nur unzureichende Annahmen über eine flächendeckende Einführung der Systeme getroffen werden können. Mit Hilfe einer Simulation der IKT-Infrastrukturen hat das E-DeMa-Projekt eine Skalierbarkeitsuntersuchung bezüglich der zu erwartenden IKT-Systemarchitektur durchgeführt, um bspw. Aussagen für einen im „Szenario 2020“ notwendigen Roll-Out generieren zu können.

Derzeitige Ansätze für den Zugangsbereich diskutieren die Verwendung von kabelgebundenen Technologien (z.B. DSL und DOCSIS), kabellosen Technologien (z.B. GPRS, UMTS, WiMAX, LTE) und kabelgeführten Technologien (PLC und BPLC) die sowohl zur exklusiven Nutzung bereitstehen können oder aber mittels Mehrdiensteverfahren (Multi-Play) genutzt werden. Die topologiespezifischen Einflüsse auf die zu nutzenden Technologien sind hier unterschiedlich ausgeprägt, so ist der Einfluss der gegebenen Infrastruktur auf die Planung des Funknetzes und die damit verbundene Auswahl von Basisstationsstandorten ebenso topologieabhängig, wie die Planung der kabelgebundenen Zugangsnetze. Bei der Verwendung von PLC wird das Energieverteilnetz genutzt, daher ist die Kommunikationsinfrastruktur vorgegeben, allerdings kann eine Aussage über die zu erwartenden Kapazitäten nur in Abhängigkeit der tatsächlichen (Netz-)Topologie erfolgen. Um die Abbildung dieser Einflüsse in der großflächigen Simulation zu ermöglichen, ist daher zunächst eine möglichst realitätsnahe Modellierung der Basisinfrastruktur und anschließend eine detaillierte Modellierung der Kommunikationsinfrastrukturen unter Berücksichtigung verschiedener Technologien notwendig[88].

Die Anforderungen an eine flächendeckende IKT-Infrastruktur zur Anbindung der Prosumer (Producer und Consumer) an den Energiemarktplatz sind aufgrund der zeit- und sicherheitskritischen Anwendungen weit höher als für übliche IKT-Infrastrukturen, wie beispielswiese zur Nutzung des Internet. So müssen Schaltaufforderungen für steuerbare Lasten und lokale Energieerzeugung in Echtzeit und sicher transportiert, abrechungsrelevante Energiezählerdaten manipulations- und abhörsicher übermittelt und Preis- und Tarifinformation dem Nutzer bereitgestellt werden. Dieser Zusammenhang wurde mittels der im E-DeMa-Projekt entworfenen Referenzarchitektur (vgl. 2.1.5.) verdeutlicht. Die Dienstgüte für die einzelnen Anwendungen stellt hier einen zentralen Aspekt dar, der aufgrund der vorgestellten Gateway-Ansätze über mehrere heterogene Kommunikationsentitäten bereitgestellt werden muss. Die beiden hieraus resultierenden Problemfelder im Zugangsbereich und im Inhouse-Bereich können daher nur zusammenhängend betrachtet werden, um eine zuverlässige Abschätzung der zu erwartenden Dienstgüte, wie Übertragungsverzögerungen und Fehlerraten, bei der Verwendung verschiedener Kommunikationstechnologien zu ermöglichen. Die Implementierung der Spezialsimulationen wurde separat durchgeführt und abstrahierte Simulationsmodelle innerhalb der verteilten Simulationsumgebung bereitgestellt.

Der Fokus der Untersuchung der Technologien liegt hierbei auf der Variation der Topologie und der Kanaleigenschaften, sowie der detaillierten Modellierung der Netzkomponenten. Welche Informationen in welcher Form übertragen werden müssen, beeinflusst die Wahl der eingesetzten Kommunikationsprotokolle. Im Hinblick auf die Skalierbarkeit der Kommunikationsinfrastrukturen stellt sich abschließend die Frage, wie viele Nutzer lassen sich mittels der vorgestellten IKT-Infrastruktur unter Sicherstellung einer garantierten Dienstgüte und der Nutzung der entsprechenden Kommunikationstechnologien an den Energiemarktplatz anbinden. Für die Analyse der Kommunikationsinfrastruktur von intelligenten Energieversorgungsnetzen müssen einzelne Komponenten des Kommunikationsnetzes modelliert werden. Dabei lässt sich das zu betrachtende Kommunikationsnetz in drei Komponenten unterteilen und besteht aus Übertragungstechnologien, Netzkomponenten und Protokollen.

[88] "Entwurf der Kommunikationsnetzarchitektur", E-DeMa AP2 Projektbericht D2.2, April 2010

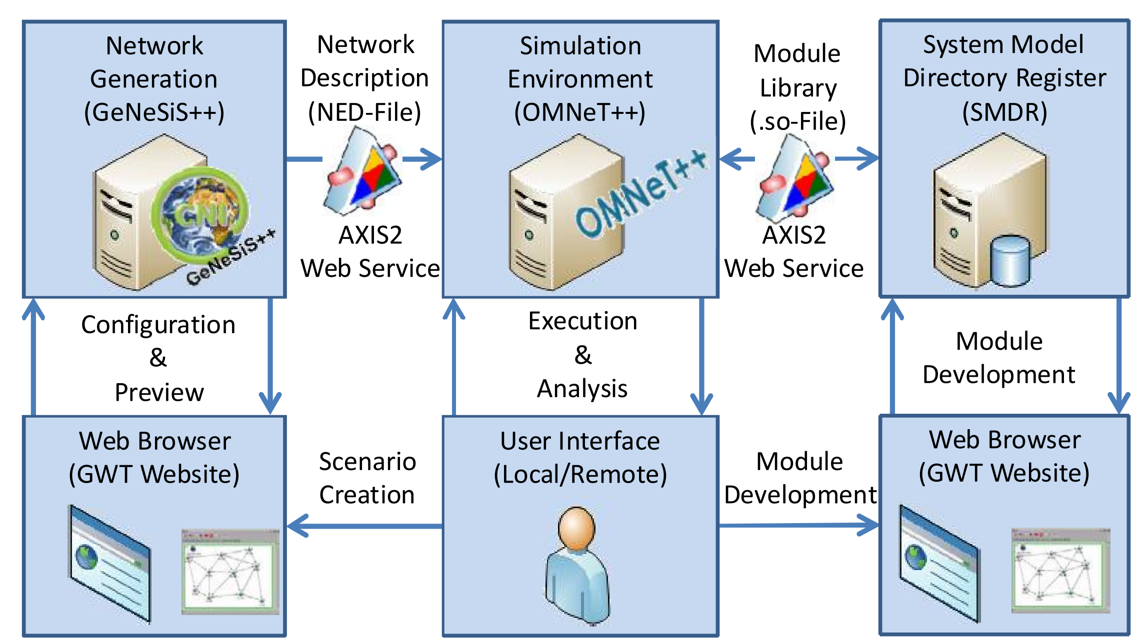


Abbildung B-67: Verteilte E-DeMa-Simulationsumgebung

Die verteilte Simulationsumgebung, wie sie Abbildung B-67 zeigt, dient der Evaluation verschiedener Kommunikationstechnologien auf den unterschiedlichen Inhouse- und Weitverkehrsschnittstellen, die basierend auf der zuvor beschriebenen Systemarchitektur ausgeprägt sind. Hierbei kommen sowohl Simulationsmodelle zur verkehrstechnischen Modellierung der Inhouse-Komponenten in Form von Verkehrsgeneratoren, als auch die Modellierung der entsprechenden Gegenstellen, z.B. der E-DeMa-Marktplatzrollen, zum Einsatz. Für die Anbindung der entsprechenden Smart Metering und Demand Side Management Komponenten stehen weiterhin verschiedene Kommunikationsmodelle zur Verfügung, mit denen sich die verschiedenen Entitäten verbinden lassen. Mittels dynamischem Generierungs- und Konfigurationsprozess werden großflächigen Szenarien erstellt, welche die geographischen Positionen der Häuser als Grundlage zur realitätsnahen Beschreibung der Szenarien nutzen (vgl. Abbildung B-68).

Die verteilte Simulationsumgebung besteht aus folgenden zwei Kernkomponenten[89]:

- **Generator for Network Simulation Scenarios in OMNeT++ (GeNeSiS++):**
  Das GeNeSiS++-Framework dient zur Generierung großflächiger, geobasierter Simulationsszenarien für unterschiedliche Anwendungsfälle und ermöglicht die Modellierung unterschiedlicher Infrastrukturvarianten. Das Framework ist im Rahmen der Arbeiten des E-DeMa-Arbeitspakets 2 entstanden. Die Ausführung lässt sich hierbei in mehrere Phasen untergliedern

- **System Model Directory Register (SMDR):**
  Das System Model Directory stellt das zentrale Bedienelement der verteilten Simulationsumgebung dar. Es besteht aus einer grafischen Web-Oberfläche (GWT Website) zur Bedienung des GeNeSiS++-Frameworks, einem datenbankbasierten Repository (SMD Storage) zur Verwaltung der Simulationsmodelle, sowie der Web Service basierten Anbindung der einzelnen Simulationskomponenten. Die Anbindung der Entitäten ermöglicht dem Benutzer somit, seine ei-

[89] Eine detaillierte Beschreibung der beiden Komponenten findet sich in „Modellierung der Kommunikationsinfrastruktur“, E-DeMa AP2 Projektbericht D2.3/D2.4, Juli 2011

genen Simulationsszenarien nach Belieben zu konfigurieren. Hierzu können verschiedene Modelle ausgewählt in vorgegebenen oder zufällig generierten Szenarien zusammengeführt und durch die Ausführung der Simulation ausgewertet werden

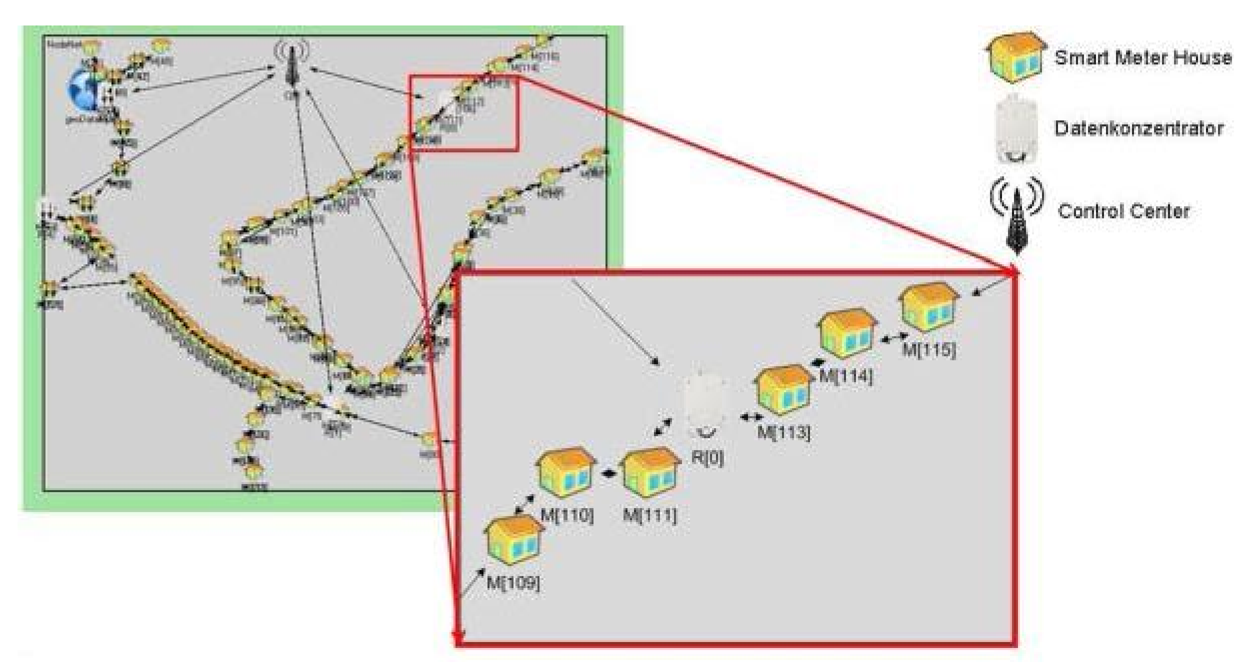


Abbildung B-68: Beispiel für die Vernetzung der Komponenten

Modellierung der Technologien

Die Modellierung der einzelnen Technologien für die Realisierungen der Interfaces der Referenzarchitektur wurde anhand der spezifizierten Protokollstacks durchgeführt. Eine Unterteilung der Kommunikationsdomänen ist nachfolgend dargestellt: [90]

Inhouse-Technologien (Funk): Die Auswahl der zu modellierenden Inhouse-Funktechnologien entspricht den Festlegungen, die im D2.2 getroffen wurden. Zudem war eine Anforderung, dass die Funktechnologien unter Worst-Case Bedingungen zu untersuchen sind. An dieser Stelle spielt das verwendete Modell des Inhouse-Funkkanals eine große Rolle, da der Inhouse-Funkkanal maßgeblich die Performance einer Funktechnologie beeinflusst. Aus diesem Grund wird zunächst das Modell des Inhouse-Funkkanals beschrieben und hergeleitet. Im Anschluss daran wird die Vorgehensweise bei der Modellierung der unterschiedlichen Technologien erläutert, und die Eigenschaften der einzelnen Module werden detailliert betrachtet. Den Abschluss bilden die Validierungen der korrekten Funktionsweise und eine Beschreibung, wie diese in die verteilte Simulationsumgebung eingebunden wurden. Die Verwendung von Funktechnologien im Inhouse-Bereich ist insbesondere vor dem Hintergrund relevant, dass eine Installation in Bestandsgebäude einfach realisierbar ist. Zudem können batteriebetriebene Geräte verwendet werden, die keine Verbindung zum Stromnetz erfordern. Dies ist insbesondere für die Anbindung von Gas- und Wasserzählern relevant. Im Rahmen dieses Arbeitsschrittes wurden insgesamt sieben unterschiedliche Technologien modelliert und als Module in die verteilte Simulationsumgebung integriert. Zudem wurde ein Modell für den Inhouse-Funkkanal erstellt, dass sowohl Flat-

[90] Eine detaillierte Darstellung der Methodiken und verwendeten sowie implementierten Simulationswerkzeuge findet sich in „Modellierung der Kommuniationsinfrastruktur“, E-DeMa AP2 Projektbericht D2.3/D2.4, Juli 2011

Fading, als auch Anteile durch frequenzselektives Fading enthält. So werden Abstands- und Gebäudedämpfung als Flat-Fading modelliert. Zur Modellierung des frequenzselektiven Fadings wurden verschiedene international anerkannte Kanalmodelle in die Simulationsumgebung integriert.

Inhouse-Technologien (PLC): Die Nutzung der (primär) Energieleitungen für Kommunikationszwecke liegt auch im Inhouse-Bereich nahe und erspart ggf. den Aufwand, dezidierte Kommunikationsleitungen verlegen zu müssen. Diese Technologie wird als „Power Line Communication" (PLC) bezeichnet. Ein hochfrequentes (Informations-)Signal wird dem niederfrequenten (Leistungs-)Signal aufmoduliert. Dabei kommen Inhouse nur Breitband-PLC-Systeme zum Einsatz, da diese auch für komplexere Diente genügend Bandbreite zur Verfügung stellen. Im Rahmen dieses Arbeitsschrittes wurden insgesamt fünf PLC-Varianten für die verteilte Simulationsumgebung implementiert – dabei handelt es sich sowohl um markt-etablierte, als auch sich in der Entwicklung befindliche Systeme. Die breitbandigen Technologien werden simuliert, um hier Datenraten zu ermitteln, die eine BPLC-Verbindung mindestens bereitstellen muss, um das Datenaufkommen bewältigen zu können; hinzu kommt die Bestimmung von Latenzzeiten, die für kritische Daten zu erwarten sind. Für die Auswahl der zu modellierenden Powerline-Technologien wurde ein Mix aus aktuellen und künftigen Varianten gewählt. Im Inhouse-Bereich liegt der Fokus systembedingt auf breitbandigen PLC-Technologien, wobei Ansätze aus verschiedenen Standardisierungs-Vorhaben und mit verschiedenen Kanalzugriffmechanismen ausgewählt wurden. Im Access-Bereich kommen sowohl schmalbandige als auch breitbandige Technologien zum Einsatz, wobei hier der Fokus auf dem für das Fernauslesen der Verbrauchszähler verwendetem Schmalband-PLC liegt – das Kanalzugriffsverfahren ist (bis auf PRIME) zumeist als TDMA realisiert.

Zugangstechnologien (Funk): Die Modellierung der Funktechnologien im Accessbereich stellt durch die beschriebenen Anwendungsfälle eine besondere Herausforderung dar. Es ergeben sich zusätzliche Anforderungen an die diskutierten Funktechnologien, da die anzubindenden Komponenten – wie Smart Meter, IKT-Gateway oder Datenkonzentrator – sich entweder innerhalb der Gebäude oder sogar im Kellergeschoss der Haushalte befinden können. Hierzu wurden verschieden Installationsszenarien der Inhouse-Komponenten für die Weitverkehrsmodeliierung spezifiziert. Dieser Umstand wirkt sich erschwerend für die Planung der Mobilfunkkommunikation aus, da die Herausforderung zur Beschreibung der physikalischen Ausbreitungscharakteristiken für den zuvor genannten Anwendungsfall in der zusätzlichen Dämpfung und Reflexion bedingt durch die Außen- und Innenwände der Gebäude besteht. Im Allgemeinen sind im Bereich der Planung und Optimierung von Kommunikationsnetzen diverse Methoden zur Bestimmung der Eigenschaften von Funkkanälen bekannt, die die wesentlichen physikalischen Effekte berücksichtigen. Der zunächst durchgeführte Systementwurf der Modellbildung für die Funktechnologien wurde im zweiten Schritt durch die Modellierung mittels geeigneter analytischer Kanalmodelle realisiert, wobei insbesondere auf die Eignung der beschriebenen Modelle für den zuvor genannten Anwendungsfall diskutiert wurde.

Zugangstechnologien (Kabel): Für die Modellierung von DSL wurden die aktuell in Deutschland verwendeten DSL-Technologien ADSL, ADSL2+ und VDSL2 berücksichtigt. Grundlegende Verfahren wie zum Beispiel UPBO, DPBO und PSD Shaping bilden die Grundlage der Simulation und ermöglichen die einfache Erweiterung durch zukünftige Standards. Die Simulation ermittelt, welche DSL-Technologie für das Betreiben von Smart Metering und Demand Side Management im Zugangsnetz am besten geeignet ist. Durch die exemplarische Implementation/Konfiguration der Lastgeneratoren sind Aufschlüsse über den zu erwartenden Datenverkehr und der daraus resultierenden Kanalauslastung zu erwarten. Die Validierung der Simulation erfolgt anhand der Performance Test Pläne des Broadband-Forums.

Zugangstechnologien (PLC): In den Weitverkehrsnetzen sind zunächst schmalbandige PLC-Varianten und Funktechnologien mit geringer Datenrate, wie beispielweise GPRS, von Interesse, da die für Automated Meter Reading (AMR) eingesetzt werden. Mittels Simulation der PLC-Verbindungen zwischen MUC und DC oder AMIS und DC wurde die maximale Anzahl der Zähler, die realistischerweise innerhalb einer bestimmten Zeitdauer mit der jeweiligen Technologie ausgelesen werden können, untersucht. Die breitbandigen Technologien im Weitverkehrsbereich sind ebenfalls von Interesse, um die erforderlichen Systemparameter, wie Datenraten, Latenzen und Bitfehlerraten zu bestimmen, die eine BPLC-, Funk- oder DSL-Verbindung mindestens bereitstellen muss, um das Datenaufkommen zuverlässig übertragen zu können. Im Rahmen dieses Arbeitsschrittes wurden insgesamt 7 (B)PLC-Varianten für die verteilte Simulationsumgebung implementiert – dabei handelt es sich sowohl um marktetablierte, als auch sich in der Entwicklung befindliche Systeme, z.B. G3, PRIME und G.hn.

Modellierung des Datenverkehrs

Für die Simulation werden nicht nur die physikalischen Übertragungskanäle benötigt, die reale Kommunikationslösungen abbilden, sondern auch Verkehrsquellen und Senken, die das System belasten. Diese Module bilden alle Schichten des ISO/OSI-Modells oberhalb des MAC-Layers nach, wobei die Schichten oberhalb von TCP/IP zusammengefasst und durch eine reduzierte Implementierung vereinfacht werden. Der Grad der Vereinfachung hängt vom Umfang der Eckdaten ab, die aus Messungen und von Konsortialpartnern gewonnen werden konnten. Man kann sich so ein Modul wie folgt vorstellen: In einer bestimmten Frequenz werden Nachrichten bestimmter (ggf. variabler) Größe auf einer Schnittstelle versendet. Für die meisten Schnittstellen ist ein einfacher Verbindungsaufbau (TCP/IP) dem Nutzdatenversand vorgeschaltet. Die Größe der Nachrichten ist „virtuell“, d.h. es gibt keine echten Nutzdaten oder eine Adressierung innerhalb einer Nachricht. Hierbei wurde im Rahmen der verteilten Simulationsumgebung eine Abstraktionsbibliothek erstellt, die die Protokolle auf den Schichten 3 und 4 des ISO/OSI-Referenzmodelles abbildet.

Bereitstellung und Betrieb der verteilten Simulationsumgebung

Durch die Bereitstellung der verteilten Simulationsumgebung, wie Sie im Projekt zur Simulation der Kommunikationsinfrastruktur genutzt wird, erhalten alle Projektpartner die Möglichkeit die eigenen Modelle und die der anderen Partner auf einer zentralen Ausführungsplattform zu nutzen. Die Simulation basiert auf der ereignisbasierten, diskreten Simulationsumgebung OMNeT++, welche die Grundlage der durchzuführenden Simulationen bildet und sowohl Basiskomponenten für die Kommunikation bereitstellt, als auch eine Entwicklungsumgebung zur Modellierung der zu untersuchenden Techniken bietet. Weiterhin wird die Verknüpfung und Bedienung mit der verteilten Simulationsumgebung aufgezeigt. Die Web-Oberfläche der verteilten Simulationsumgebung stellt das zentrale Tool zur Generierung verschiedener Szenarien dar. Hierzu meldet sich der Benutzer auf der Web-Oberfläche an und hat anschließend die Möglichkeit neue Modelle in die verteilte Simulationsumgebung hochzuladen, vorhandene Modelle zu administrieren, sowie neue Simulationsszenarien zu generieren.

2.5. Entwicklungslabore und Prüffelder

Die Komplexität und Vielschichtigkeit der technologischen Fragestellungen und technischen Entwicklungsaufgaben, denen sich das Projekt E-DeMa angenommen hat, erforderte eine breit angelegte Entwicklungs- und Prüfumgebung, mit deren Hilfe einerseits grundlegende Fragestellungen von Einzeltechnologien untersucht, andererseits die technischen Geräte und Systemkomponenten bereits ab der Entwurfsphase zielgerichtet im Zusammenspiel mit allen anderen E-DeMa-Komponenten entwickelt und darüber hinaus im Hinblick auf ihre Systemintegration im Feld gehärtet werden konnten.

Im Hinblick auf die unterschiedlichen Aufgabenstellungen entstand bei der Siemens AG in Nürnberg ein Entwicklungslabor und Prüffeld für die Softwareentwicklung des IKT-GW1 sowie der Backend-Systeme Marktplatz, Aggregator-Leitsystem, Netzleitsystem, ZDM und mPRM.

Diese Entwicklungslabore und Prüffelder unterscheiden sich von ihrer Aufgabenstellung grundsätzlich von den Testlaboren und Schulungsanlagen, die im Vorfeld des Feldversuchs von den Konsortialpartnern RWE und SWK aufgebaut wurden (siehe hierzu Kapitel 3.3.2). Dieser Testlabore und Schulungsanlagen diente in erster Linie der Musterabnahme der E-DeMa-Komponenten sowie der abschließenden Klärung von Fragestellungen bzgl. der Wechselwirkung mit der Bestandstechnik in den jeweiligen Verteilnetzen. Darüber hinaus wurden sie bei der Mitarbeiterschulung bei Installation und Inbetriebnahme der E-DeMa-Technik und für den Service eingesetzt. Weiterhin waren diese Anlagen ein wichtiger Baustein der Öffentlichkeitsarbeit und Kundenkommunikation.

Um die Einsatzfähigkeit und -reife der verschiedenen seitens E-DeMa entwickelten Technologien und Geräte vor Beginn des Feldversuchs und insofern mit Blick auf ihre massenmarkttaugliche Anwendungsfähigkeit testen zu können, hat das E-DeMa-Konsortium mehrere Entwicklungslabore und Prüffelder errichtet. Diese dienten einerseits dazu, die Funktionalitäten des IKT-GW2, welches mit zahlreichen Drittsystemen kommunizieren musste zu testen; andererseits wurden an der FH Dortmund und an der Universität Duisburg/Essen vollständige Testinstallationen errichtet, die es erlauben im Laborbetrieb Software-Updates etc. zu testen bevor diese in der Modellregion ausgerollt werden.

2.5.1 Implementierungs- und Systemintegrationslabor bei Siemens in Nürnberg

Die Implementierung der IKT-GW2-Software sowie das Zusammenwirken mit den externen Systemkomponenten/Drittsystemen wurden in einem Testlabor bei Siemens validiert, um basierend auf diesem End-to-End Setup die Systemintegration in den Feldversuch vorzubereiten. Im Siemens Testlabor in Nürnberg wurde das IKT-GW2 mit den E-DeMa-Back-End-Systemen wie dem Aggregatorleitsystem, dem Marktplatz, dem Zählerdatenmanagement und dem mPRM zusammengeschaltet und die Komponentenfunktionalität sowie die Szenarien im Feld nachgestellt und erfolgreich getestet. Ebenso wurde die auf dem wireless Meter-Bus Standard aufgebaute Schnittelle zwischen IKT-GW2 und AMIS Smart Meter im Testlabor mit unterschiedlichen Siemens AMIS eMeter aufgebaut und getestet.

Die Kommunikation zwischen IKT-GW2 und den E-DeMa-Back-End-Systemen erfolgte dabei sowohl über die klassische Internetverbindung als auch über BPLC-Modems. Ein realisiertes Virtual Private Network (VPN) basierend auf der OPENVPN Implementierung mit verschlüsselter End-to-End-Netzwerkinfrastruktur zwischen einem AGG-LS und dem Prosumer IKT-GW2 sowie eine Untersuchung der Skalierbarkeit ergab den identischen funktionellen Aufbau wie dieser im nachfolgendem Feldversuch umgesetzt wurde.

Die Abbildung B-69 zeigt eine Übersicht des Testaufbaus bei Siemens im Engineering Lab. Die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wurden mit einer Simulationssoftware von Viessmann in den Testaufbau

eingebunden. Analog dazu wurden die Weißen Ware Geräte von Miele mit einer Simulationssoftware in die Testszenarien integriert.

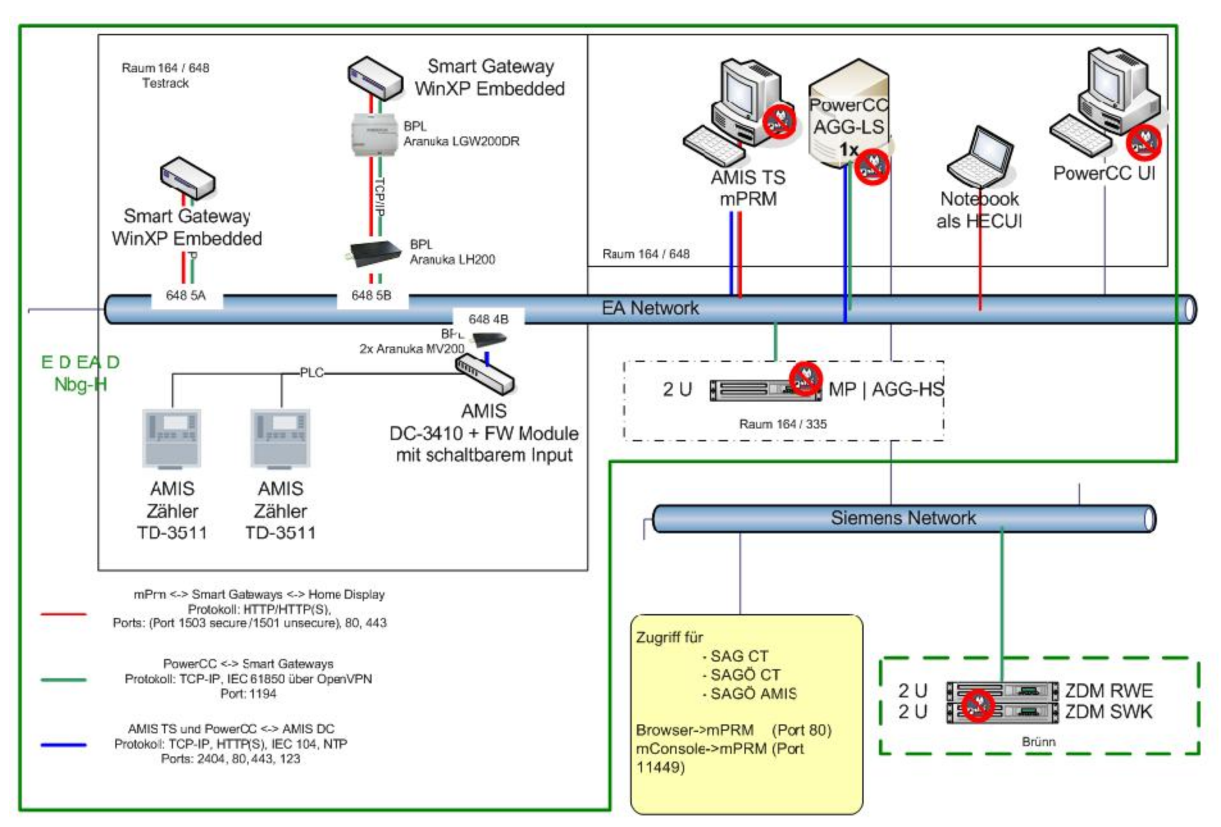


Abbildung B-69: E-DeMa-Testaufbau bei Siemens

2.5.2 Entwicklungslabor und Prüffeld für Haushaltstechnik der FH Dortmund

Neben dem Testcenter in Nürnberg, welches vor allem dazu diente, das IKT-GW2 als eine der wichtigen Innovationen von E-DeMa im Hinblick auf seine Wechselwirkung mit den Backend-Systeme zu testen, wurde an der Fachhochschule Dortmund ein Entwicklungslabor aufgebaut, dass die Wechselwirkung des IKT-GW2 mit der Haushaltstechnik im Fokus hatte. Dieses Labor hat die physische Ausstattung der Teilnehmer in den Modellregionen im Fokus und beinhaltet jeweils den kompletten Setup eines Teilnehmers mit einer IKT-GW1- bzw. IKT-GW2-Ausstattung sowie allen Geräten der steuerbaren Weißen Ware. Die Testaufbauten fokussierten hierbei die für die Teilmodellregion Mülheim vorgesehenen Ausstattungsvarianten, da das Zusammenspiel zwischen IKT-GW2 und AMIS-Zählern bereits bei Siemens in Nürnberg getestet werden konnte. Sowohl in der Entwicklungsphase als auch während des Betriebes der Modellregion wurden in diesem Umfeld die E-DeMa-Inhouse-Systemkomponenten mit einer Anbindung an die Backend Systeme über entsprechende End-to-End-Tests validiert.

In diesem Umfeld wurden auch die entwickelten Use-Cases zu den „steuerbaren Lasten“ (Pflichtenheft IKT-GW2[91]) erprobt. Diese umfassen die effiziente, angebotsorientierte Steuerung und Überwachung von Geräten, die sich im Bestand des Prosumers befinden. Ziel ist die indirekte Steuerung der Bestandsgeräte über die Einbindung zusätzlicher Sensoren/Aktoren (mit Hilfe standardisierter Protokolle

[91] Pflichtenheft Prototypische Realisierung des IKT-Gateway 2, E-DeMa-Konsortium D4.1, Mai 2010

wie z.B. ZigBee). Die hierfür vorgenommene prototypische Modulimplementierung basiert auf der Programmiersprache Java und bietet dafür entsprechende Standardfunktionen an, die zunächst in 2 Kategorien unterschieden werden:

Schaltbare Lasten mit selbsttätiger Abschaltung: Geräte dieser Kategorie besitzen eine feste Programmauswahl und erreichen nach Ablauf des aktiven Programms einen definierten Endzustand (Haushaltsgeräte wie z.B. Wasch-, Spülmaschinen, Trockner).

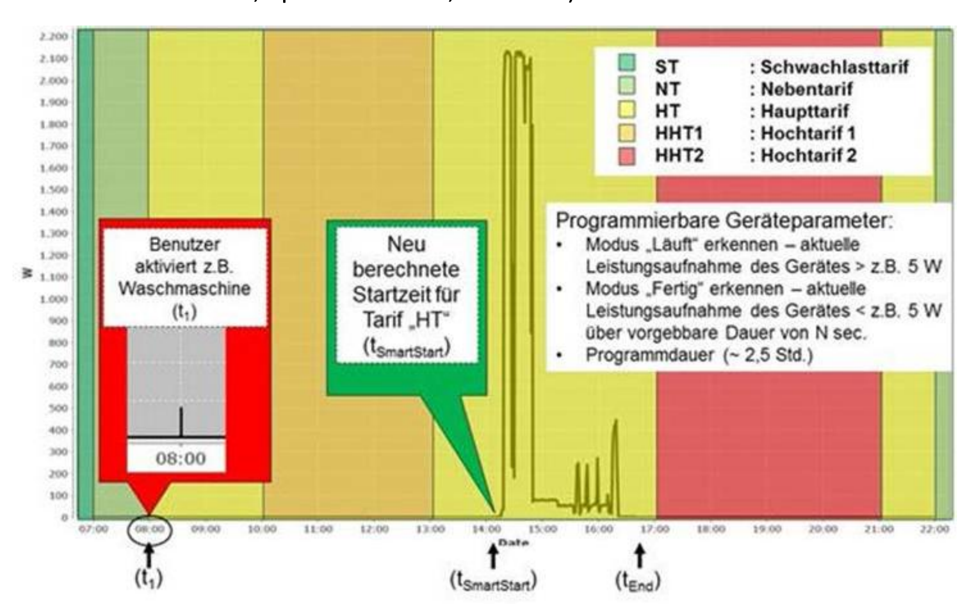


Abbildung B-70: Schaltbare Last mit selbsttätiger Abschaltung (aufgezeichnetes Lastprofil für einen Waschvorgang mit Lastverschiebung)

Hierzu wird anhand hinterlegter gerätespezifischer Parameter (z.B. Leistungsaufnahme, Betriebsdauer, Startzeitpunkt, spätestes Ende – Vorgabe vom Benutzer, Geräte-Priorität) und Tarifinformationen (derzeit mehrstufiger Zeittarif) der optimale Startzeitpunkt, der daraus resultierende Energiebedarf und die Kosten für den Endkunden berechnet. Hierbei muss nur gewährleistet sein, dass programmgesteuerte Verbraucher nach Zuschaltung der Versorgungsspannung automatisch ihren letzten Systemstatus wieder aufnehmen.

Schaltbare Lasten mit Grenzwertsensor: Geräte dieser Kategorie beinhalten einen Mechanismus zur Regelung ihrer Betriebsparameter innerhalb eines vom Benutzer vorgegebenen Temperaturbereichs (wie z.B. Kühl-, Gefrierschränke, Wärmepumpen mit Speicher).

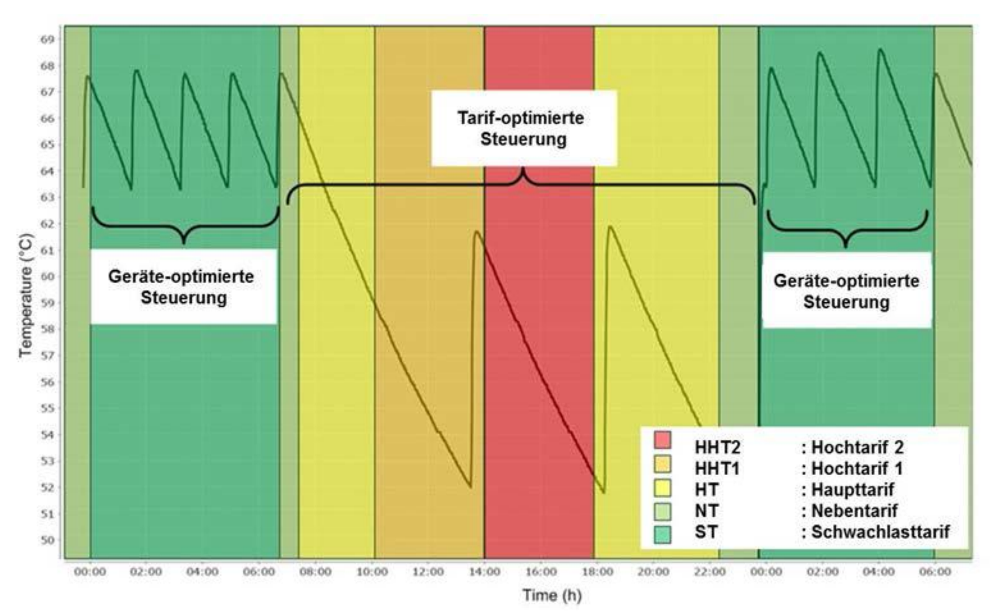


Abbildung B-71: Schaltbare Lasten mit Grenzwertsensor (aufgezeichneter Temperaturverlauf mit Tarif-optimierter Regelung für einen Warmwasserspeicher)

Bei der Steuerung „Schaltbarer Lasten mit Grenzwertsensor“ werden durch den Controller tarifoptimiert konventionelle und thermische Speicher (Heiz- und Kühlgeräte) gesteuert. Diese unterliegen einer Temperaturüberwachung und werden bei einer Grenzwertüberschreitung unabhängig vom aktuellen Tarifprofil wieder zugeschaltet, sodass die geräteeigenen Regelmechanismen wieder aktiviert werden.

Die prototypischen Implementierungen der Use-Cases zeigten nach einer Erprobungsphase, die in der Labortestumgebung durchgeführt wurden, eine mögliche Alternative für die „intelligenten Lasten“, wie sie zurzeit in E-DeMa eingesetzt werden. Mithilfe zusätzlicher Sensorik/Aktorik (z.B. ZigBee-Komponenten) könnten so Bestandsgeräte für die tarif- und grenzwertabhängige Energiebedarfsregelung eingesetzt werden. Des Weiteren kann über die Prozessbeobachtung und – schätzung das Verhalten eines Gerätes detaillierter parametriert werden.

2.5.3 Entwicklungsumgebung und Prüffeld für Kommunikationstechnologien der TU Dortmund und der Universität Duisburg-Essen

Um eine Leistungsbewertung der Kommunikationstechnologien unter realen Bedingungen durchführen zu können, wurde am Campus der TU Dortmund eine eigene Outdoor-Testumgebung (vgl. Abbildung B-72) geschaffen, die Tests mit mehreren drahtlosen Technologien ermöglicht. Der Installationsort ist so gewählt, dass mehrere topologische Umgebungen berücksichtigt werden können. So umfassen die Testzellen aufgrund der unterschiedlichen Bebauungsdichten sowohl quasi-städtische, vorstädtische und ländliche Bereiche, als auch eine Autobahn zur Untersuchung von verschiedenen Mobilitätsvarianten. Dies ermöglicht vielseitige Testläufe für eine umfassende Leistungsanalyse unter realen Bedingungen. Die Ergebnisse aus der Feldtestumgebung wurden mittels Laborumgebung, sowie geeigneter Simulationsmodelle validiert. Derzeit umfasst die Testumgebung eine Zwei-Sektoren Mobile WiMAX (IEEE 802.16e) Installation, sowie eine voll funktionsfähige TETRA-Basisstation mit zwei Frequenzbereichen.

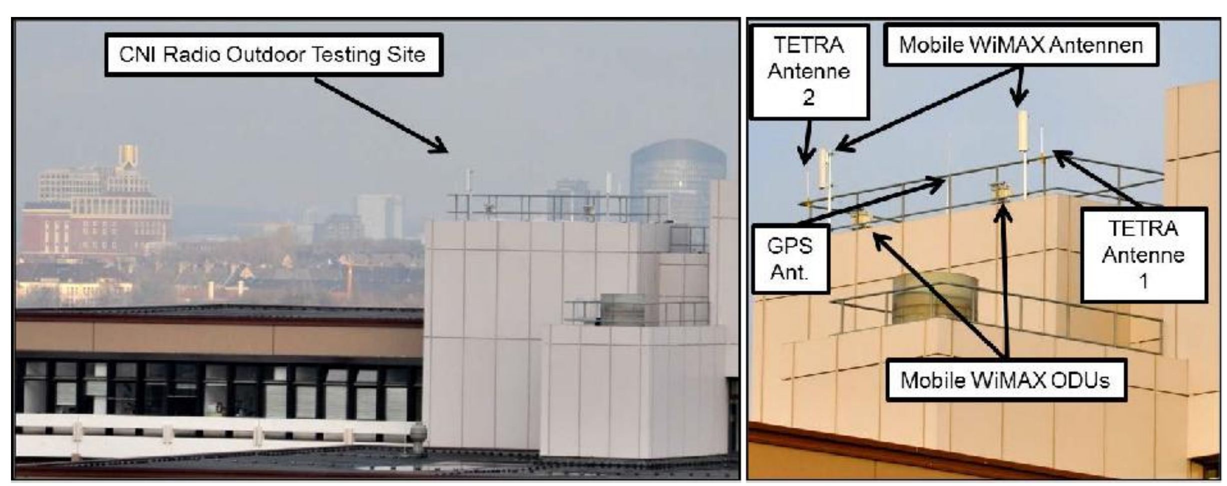


Abbildung B-72: CNI Radio Testing Site (Standort Campus TU Dortmund (l.), Detailansicht (r.))

Beide Technologien verwenden mehrere Träger und Frequenzbereiche um zellulare Netze zu realisieren. Eine Ergänzung um eine LTE Basisstation ist derzeit in Planung.

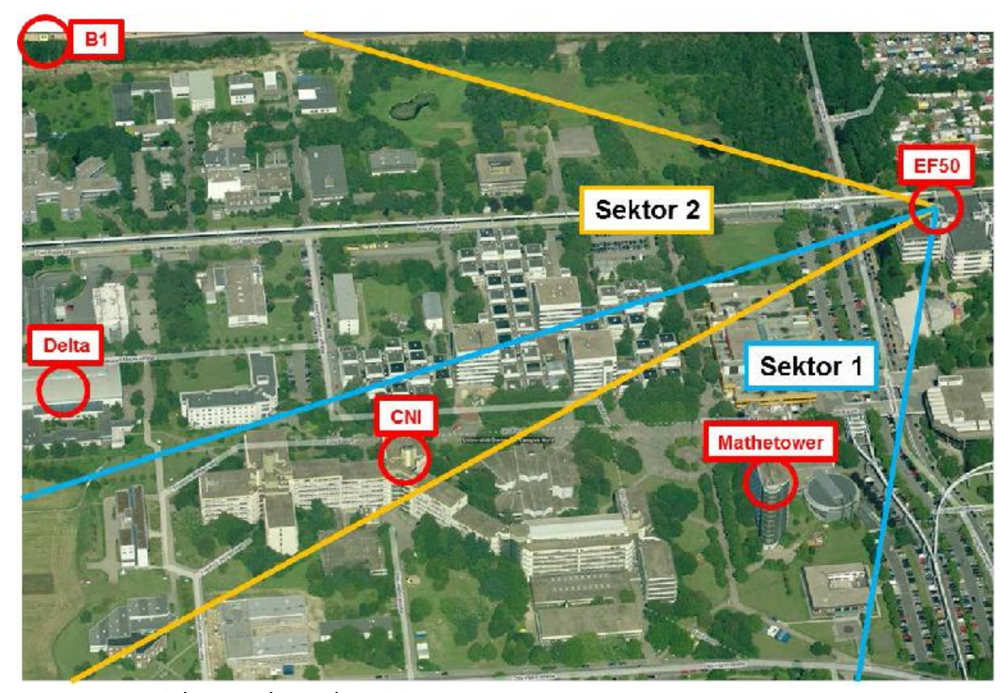


Abbildung B-73: Ausrichtung der Sektorisierung

Der Laboraufbau zur Evaluation der Inhouse-Funktechnologien spiegelt ein typisches Inhouse-Installationsszenario wieder (Abbildung B-74). Er umfasst verfügbare Inhouse-Komponenten, die an ein IKT-Gateway mittels Funktechnologien angebunden werden. So ist es möglich, die Funktechnologien praktisch zu erproben und das individuelle Verhalten und die Eigenschaften abzuleiten. Die Ergebnisse wurden beispielweise dazu genutzt, die Lastgeneratoren der verteilten Simulationsumgebung zu parametrieren. Des Weiteren dient der Laboraufbau dazu, Interoperabilitäts-Tests der Inhouse-Funktechnologien durchzuführen. Zu diesem Zweck können alle Funktechnologien über eine gemeinsame Steuersoftware angesteuert werden.

Der Laboraufbau wurde zudem so konzipiert, dass er einfach transportiert werden kann. So kann dieser beispielsweise als zusätzliches Demonstrationsobjekt bei Konferenzen genutzt werden. Des Weiteren sind alle Komponenten modular aufgebaut und können einfach ausgetauscht werden, um so alternative Ansätze einfach zu integrieren.

Als IKT-Gateway wird hier ein Embedded-PC eingesetzt, da so entsprechende Testsoftware nicht erst portiert werden muss. Zudem verfügt diese Lösung über wesentlich mehr Schnittstellen (USB/RS232) als ein Standard IKT-GW1. Diese sind erforderlich, da auch alternative Kommunikationstechnologien im Rahmen des nächsten Arbeitsschrittes an das IKT-Gateway angebunden werden sollen. Prinzipiell lassen sich die Module klassifizieren und in drei Gruppen aufteilen. Die erste Gruppe umfasst das IKT-Gateway und die Bedienoberfläche mit der Steuer- und Testsoftware. Die zweite Gruppe repräsentiert die Anbindung der intelligenten Zähler. Hier wird je ein Gas- und Wasserzähler mittels Wireless M-Bus (WM-Bus) an das IKT-Gateway angebunden. Das Verhalten beider Zähler ist konform zur Open-Metering-Spezifikation. Die dritte Gruppe repräsentiert die Haustechnik bzw. die intelligenten Haushaltsgeräte und zusätzliche Sensoren, die zum Beispiel in einem Haushalt vorhanden sind. Hier wird exemplarisch ein ZigBee Netzwerk aufgebaut, das zwei intelligente Steckdosen und einen multifunktionalen Sensor enthält.

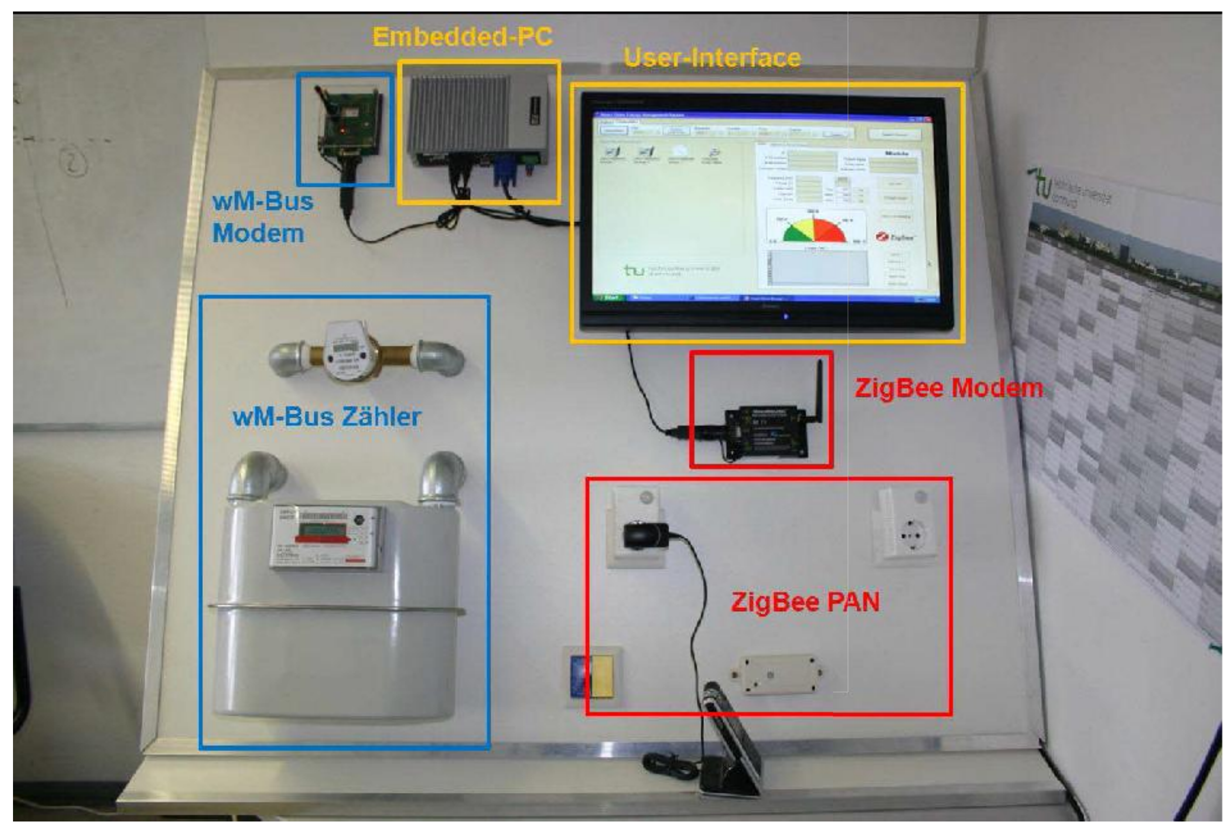


Abbildung B-74: Laboraufbau zur Evaluation der Inhouse-Funktechnologien

Zur Untersuchung der Koexistenz-Fähigkeit verschiedener PLC-Access-Technologien wurde in einem Testaufbau überprüft, ob die beiden PLC Systeme (ein schmalbandiges PLC System und ein breitbandiges PLC System, welche in der Modellregion von E-DeMa eingesetzt wurden) in einem Verteilnetz funktionsfähig koexistieren können. Aus einer theoretischen Sichtweise ergeben sich aus den technischen Daten der Systeme keine Hinweise, dass die Systeme ein Störpotential für das jeweils andere darstellen können, da sich die verwendeten Betriebsfrequenzbänder nicht überschneiden. Das schmalbandige System (PLC) arbeitet in den niedrigen CENELEC Bändern unterhalb von 500 kHz (ca. 9-150 kHz), das breitbandige System (BPLC) im Bereich von 2-30 MHz. In der Praxis ergeben sich jedoch Koexistenz-Szenarien, die beispielsweise durch Oberschwingungsquellen (wie z.B. Laptop-Netzteile) auf Client-Seite, zusammen mit den schmalbandigen PLC Frequenzen Mischprodukte entstehen lassen können, die in den Bereich des breitbandigen Systems hineinreichen. Des Weiteren können die Netzteile der PLC Systeme unzureichend entstört sein und sich daher gegenseitig beeinträchtigen. Die dritte

Möglichkeit ist der Betrieb eines weiteren breitbandigen Systems auf Kundenseite im Inhouse-Bereich – getrennt durch die Hauptverteilung des Hauses - z.B. für ein Heimnetzwerk bzw. den Internetzugang. Ziel der Untersuchung ist eine Analyse der gegenseitigen Beeinflussung und Sicherstellung der uneingeschränkten Nutzbarkeit der Bestandssysteme und neuen Technologien. Hierzu wurden die in Abbildung B-75 dargestellte Laborumgebung realisiert und die Ergebnisse der Untersuchungen detailliert publiziert. [92]

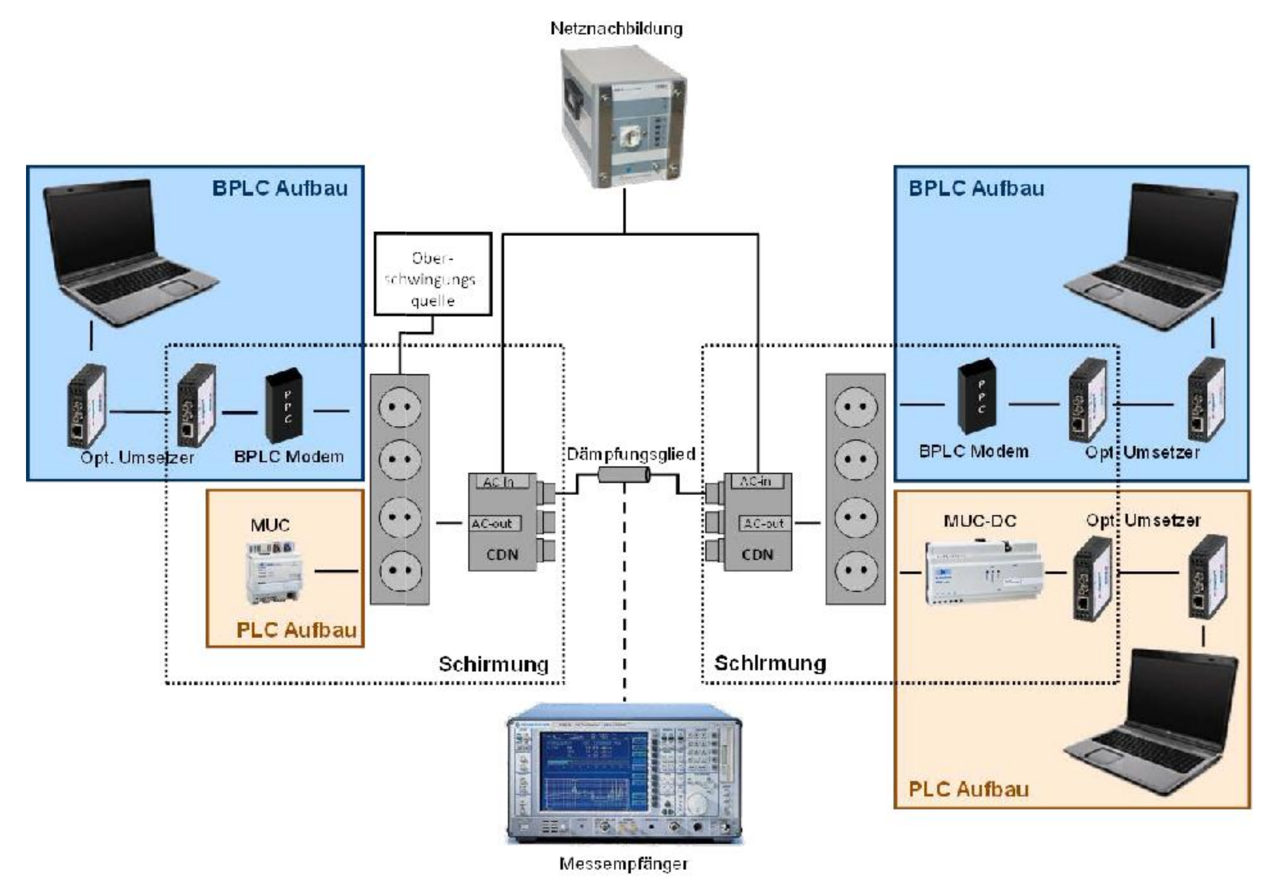
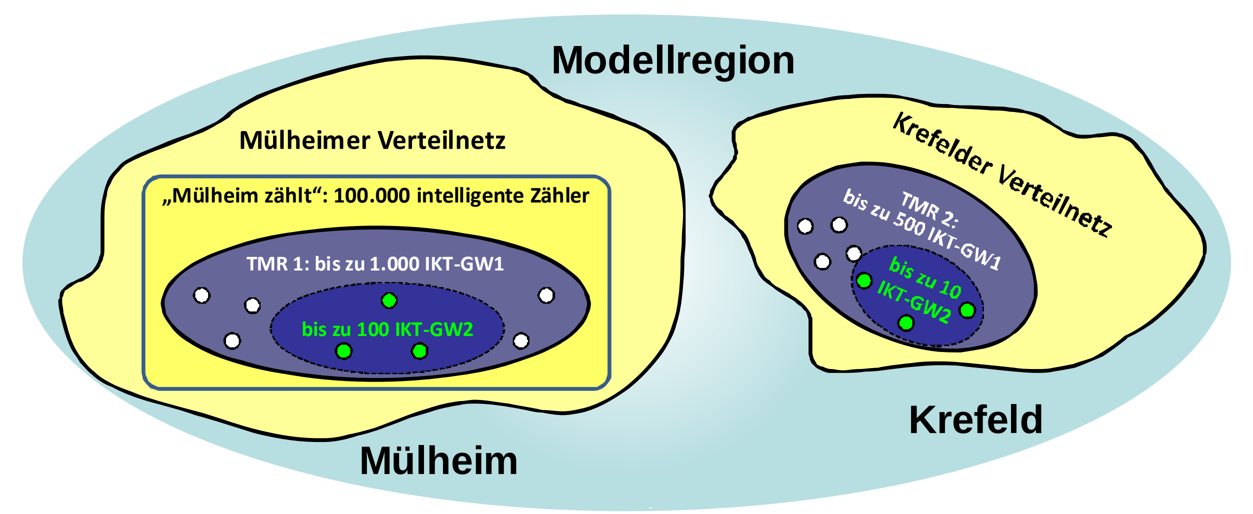


Abbildung B-75: Laboraufbau zur PLC Koexistenzuntersuchung

[92] C. Müller , C. Lewandowski, C. Wietfeld, H. Kellerbauer, H. Hirsch, “Coexistence Analysis of Access and Indoor Powerline Communication Systems for Smart Grid ICT Networks”, 16th IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications (ISPLC), Peking, China, March 2012

3. Umsetzung im Feldtest

Ziel des Projektes ist die Schaffung des E-Energy Marktplatzes 2020. Prosumer (Stromproduzent und -konsument) werden auf einem offenen elektronischen Marktplatz mittels IKT-Gateways mit Energiehändlern, Verteilnetzbetreibern und weiteren Akteuren innerhalb einer Modellregion im Rhein-Ruhr-Gebiet verbunden. Diese setzt sich aus Teilmodellregionen (TMR) in zwei verschiedenen Verteilnetzen zusammen (s. Abbildung B-76).



○ Prosumer mit IKT-Gateway 1: Einbindung von bis zu 1.000 (TMR1) + bis zu 500 (TMR2) Kunden

● Prosumer mit IKT-Gateway 2: Einbindung von bis zu 100 (TMR1) + bis zu 10 (TMR2) Kunden

TMR Teilmodellregion

Abbildung B-76: Modellregionen im Feldversuch E-DeMa

Das technische Projektziel besteht somit in der Ausrüstung der Modellregion mit einer bidirektionalen IKT-Infrastruktur zur intelligenten Erfassung von Verbrauchs- und Einspeisedaten und deren Bereitstellung für den Marktplatz sowie die intelligente Steuerung von Endgeräten und Einspeisern. Ein übergreifendes Gesamtsystem wird hierbei durch die Integration einzelner dezentraler Energiesysteme erreicht. Der Nachweis der Interoperabilität der Teilsysteme bei einer heterogenen Ausstattung mit Informations- und Kommunikationskomponenten ist ein besonderer Anspruch dieses F&E-Projektes, um die Integrationsfähigkeit von Komponenten unterschiedlicher Hersteller aber auch unterschiedlicher Kommunikationstechnologien zu ermöglichen.

Nach den in den vorherigen Kapiteln dargestellten, umfangreichen konzeptionellen und praktischen Vorarbeiten hat das E-DeMa-Konsortium Mitte 2010 mit den konkreten Vorbereitungen für den geplanten Feldtest begonnen. Hierzu gehörten u.a. die endgültige Verortung der beiden geplanten Teilmodellregionen, die Vorbereitung und Durchführung der Kundengewinnung sowie deren rechtliche Absicherung. Daneben mussten Fragen der technischen Ausstattung final geklärt werden. Der Feldtest konnte daraufhin pünktlich am 01.03.2012 gestartet werden. Wie seitens des E-DeMa-Konsortiums geplant, dauerte der Feldtest, der u.a. durch eine eigens hierfür aufgebaute Kundenhotline unterstützt wurde, neun Monate. In dieser Zeit wurden täglich 1/4-stündige Messdaten erhoben und an die E-DeMa-Backend-Systeme übermittelt sowie eine breitangelegte Befragung der Teilnehmer zu Fragen der Kundenakzeptanz durchgeführt. In diesem Berichtskapitel werden zunächst die Vorarbeiten zum Feldversuch sowie dessen Durchführung geschildert. Sodann werden erste wichtige Ergebnisse aus der Durchführung des Feldversuchs abgeleitet.

3.1. Auswahl der Teilmodellregionen

Die Stadt Mülheim wurde für das E-DeMa Projekt ausgewählt, um den strukturellen Anforderungen, die sich das Projekt aufgrund theoretischer Vorüberlegungen gestellt hatte und die sich bereits in der Vorhabensbeschreibung finden, zu genügen. Mülheim-Saarn ist insofern besonders geeignet, als sich hier sowohl eher städtische Siedlungs- und damit Netzstrukturen finden, als auch solche, die bereits einen eher ländlichen oder jedenfalls Übergangscharakter haben. Die Stadt Mülheim insgesamt wurde durch das RWE Projekt „Mülheim zählt", dessen Ergebnisse in die Planungen des Projekts E-DeMa eingeflossen sind, bereits zu großen Teilen mit innovativer Zählertechnik ausgestattet und insofern grundsätzlich befähigt, eine Basis für die weitergehenden Pläne des Projekts E-DeMa zu bilden. Insbesondere zu erwähnen sind: die räumliche Nähe zum RWE Zählerzentrum in Essen/Kettwig, die bereits vorhandene Erfahrung mit der Installation großer Mengen an intelligenten Zählern sowie deren kommunikativer Anbindung via PLC und GPRS sowie insbesondere die im Rahmen des Projekts „Begleitforschung MHz" gewonnenen Erfahrungen mit Lösungen zur Inhouse-Kommunikation bzw. deren derzeit noch beschränkter Einsatzmöglichkeit aufgrund baulicher Restriktionen.

Die folgende Abbildung B-77 (Bildausschnitt unten) zeigt, welche Vorüberlegungen in technischer Hinsicht für das Projekt E-DeMa angestellt wurden: Für die Teilmodellregion Mülheim wurden 3 Umspannanlagen (hellblaue Punkte: UA Mülheim, UA Saarn und UA Rosenblumendelle) und die an diese Umspannanlagen angeschlossenen Ortsnetzstationen (ONS) im südlichen Mülheim in eine Voruntersuchung einbezogen, für die seitens des zuständigen Verteilnetzbetreibers RWE Rhein Ruhr Verteilnetz (heute: Westnetz) entsprechende Daten bereit gestellt wurden. Dabei wurde insbesondere untersucht, ob und inwieweit an die einzelnen ONS eine ausreichende Anzahl an Haushaltskunden, d.h. potenziellen Teilnehmern, vorlag[93] und den zuvor theoretisch abgeleiteten Vorgaben an die notwendigen Haushaltstrukturen entsprochen werden kann. Die Umspannanlage Saarn mit drei Laststrängen und 4.349 angeschlossen Zählpunkten wurde nach eingängiger Prüfung sowie der Sichtung der Infrastruktur seitens des Konsortiums als der geeignetste Ort zur Durchführung des Feldversuchs und damit zur Ertüchtigung der Umspannanlage sowie weiterer Netzelemente identifiziert). Die ONS, über die die dort angeschlossenen Kunden an den in der Abbildung grün, orange und rot gefärbten Strängen bis zur mittleren Umspannanlage versorgt werden, wurden für das E-DeMa-Projekt ertüchtigt.[94]

[93] Eine zu geringe Zahl an Kunden auf einzelnen Abgängen einer ONS wäre insofern nachteilig gewesen, als den an E-DeMa teilnehmenden Privatpersonen u.U. keine vollständige Anonymität in der wissenschaftlichen Auswertung hätte garantiert werden können. Es ist insbesondere in Mischgebieten durchaus möglich, dass auf einem einzelnen Abgang nur eine geringe Anzahl von Haushaltskunden anzutreffen ist, wenn die restliche elektrische Leistung bspw. zur Versorgung eines oder mehrerer Gewerbekunden benötigt wird.

[94] D.h. insbesondere Einbringung von 36 SyM²-Messeinrichtungen, sowie Aufstellen von 28 Zusatzschränken für Kompaktstationen, um den Sicherheitsprofilen der ONS zu genügen.

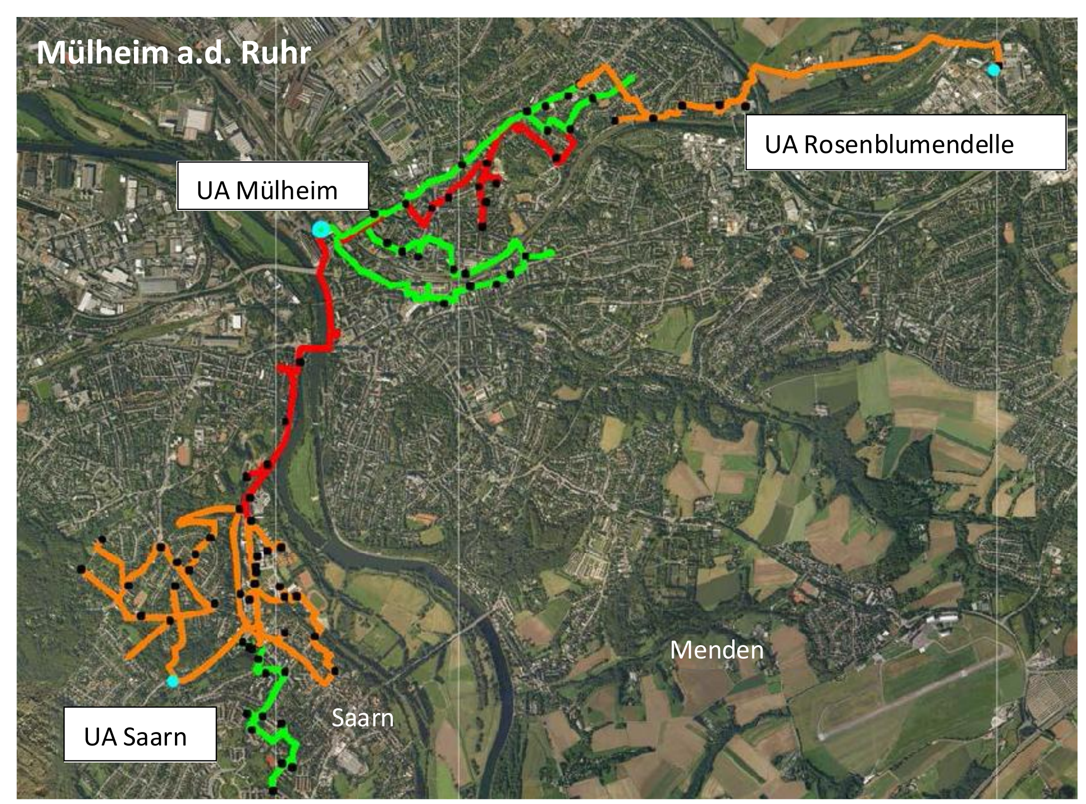


Abbildung B-77: Schematische Darstellung der Mittelspannungsversorgung und der Ortsnetzstationen im südlichen Mülheim

Bezüglich der Krefelder Teilmodellregion war das Auswahlverfahren insofern etwas weniger elaboriert, als sich bereits aus der Teilnahme des Konsortialpartners SWK an dem Projekt ergab, dass eine Teilmodellregion in der Stadt Krefeld aufgebaut werden würde. Die SWK hat sich nach einer eingehenden Analyse ihres Netzes für eine Reihe von Straßenzügen im Stadtteil Kliedbruch entschieden, der als ein- und zweifamilienhausgeprägter Ortsteil der oberen Mittelschicht gilt. Zudem weist der Stadtteil eine E-DeMa-geeignete Netztopographie auf.

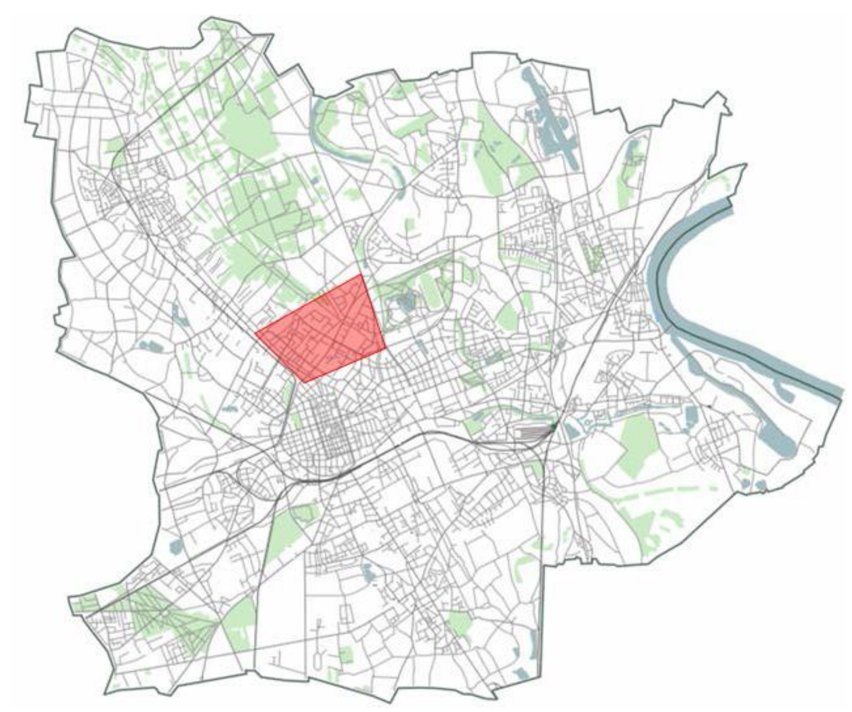


Abbildung B-78: Ausgewählte Testregion in Krefeld-Kliedbruch

Die Zielzahlen, die in der Antragsphase aufgrund theoretischer Vorüberlegungen abgeleitet worden waren, betrugen für Krefeld maximal 500 IKT-GW1-Kunden und 10 IKT-GW2-Kunden, in Mülheim maximal 1.000 IKT-GW1-Kunden und 100 IKT-GW2-Kunden. Das Erreichen der Zielzahlen stand dabei unter dem Vorbehalt der technisch-räumlichen Begrenzung der Modellregion, welche aber nach Überzeugung des Konsortiums eine verbesserte Netzsimulation erlaubt hat. Um die benötigten Daten für die Netzsimulation zu erzeugen, wurde daher eine vollständige messtechnische Erfassung aller drei betroffenen Netzstränge in Mülheim notwendig. Dies bedeutete auch die Ertüchtigung der Umspannanlagen Saarn (Mülheim) und Birkschenweg. In Krefeld sind zu diesem Zweck punktuelle Messungen innerhalb von Kliedbruch realisiert worden.

Insofern konnten nur Kunden an ertüchtigten Ortsnetzstationen bzw. Netzsträngen am Feldtest teilnehmen. Um trotzdem eine möglichst große Teilnehmerzahl in Bezug auf die gesetzten Ziele erreichen zu können, wurden die technischen Anforderungen an die anzuschließenden Haushalte auf ein Minimum reduziert. Entscheidende Voraussetzungen zur Partizipation sind demnach die Verfügbarkeit eines Internetanschlusses, der Verbleib der Messstelle der Liegenschaft in der Kontrolle des zuständigen Verteilnetzbetreibers als verantwortlichem Messstellenbetreiber sowie die dem Modellcharakter geschuldete geographische Begrenzung auf die Stadtgebiet Mülheim-Saarn oder Krefeld-Kliedbruch.

3.2. Der Teilnehmer im Fokus von E-DeMa

Das Projekt E-DeMa war grundsätzlich als technische Erprobung unter realen Bedingungen konzipiert, d.h. es war nicht zuletzt beabsichtigt, die entwickelten Lösungen und Technologien unter Einbezug von (Strom-)Kunden zu erproben und dabei Teilnehmerzahlen zu erreichen, die eine statistische Auswertung zumindest ermöglichen. Entsprechend hoch waren die im vorherigen Abschnitt genannten Zielzahlen für den Feldversuch angesetzt. Insofern bestand die Herausforderung darin, in einem im Wesentlichen unter technischen Gesichtspunkten identifizierten Netzgebiet eine große Zahl von Kunden für eine Teilnahme zu begeistern, die zuvor nicht mit den entsprechenden Themen und Fragestellungen konfrontiert waren.[95] Das Projekt E-DeMa hat sich vor diesem Hintergrund entschieden, den Kunden in den Fokus seiner Feldtestbemühungen zu stellen und hat daher umfangreiche Marketing- und Kommunikationsmaßnahmen ergriffen, um eine möglichst breite Verankerung des Feldtests zu erreichen.

3.2.1 Planung des Marketing und der Kundenkommunikation

Im Sinne der oben skizzierten Zielstellung wurde das Marketingkonzept darauf ausgelegt, aus einer begrenzten Zielgruppe möglichst viele Teilnehmer zu generieren. Das Interesse der Teilnehmer wurde dabei über zwei Grundaussagen geweckt:

1. E-DeMa ist ein Forschungsprojekt mit einer Vielzahl von Unternehmen, die dieses Projekt der Energiezukunft unter der Schirmherrschaft des Bundes betreiben. Jeder Netzkunde, der die regionalen technischen Kriterien erfüllt, kann an dem Projekt teilnehmen. [96] Die Projektteilnahme ist für den einzelnen Teilnehmer kostenfrei. Die Ortsteile Mülheim-Saarn und Krefeld-Kliedbruch sind die Zukunftsregionen für das Gelingen der Energiewende.

[95] Da es sich bei den in einer potenziellen Modellregion existierenden Netzen um reale, fixe Infrastrukturen handelt, steht mit der Auswahl eines Netzgebiets automatisch auch die maximale Anzahl der adressierbaren potenziellen Teilnehmer fest – da möglichst Kunden und damit Netzanschlüsse an dem Feldtest teilnehmen sollen, die in dem Gebiet liegen.

[96] Für die Modellregion Krefeld ist ein Vertragsverhältnis mit der SWK Voraussetzung.

2. Die E-DeMa-Teilnahme ist eine gemeinschaftliche Aktivität. Das Mitmachen dient dem guten Zweck, d.h. das energieeffiziente Verhalten kommt Kindereinrichtungen im Stadtteil zugute. Der Community-Gedanke dient als Kundenmotivation. Sämtliche Teilnehmer zahlen auf ein gemeinsames Ziel ein, im Sinne eines gemeinschaftlichen Incentivierungs-Mechanismus.

Daher ist E-DeMa ein ernsthaftes Planspiel mit einer motivierenden Spieldynamik und der Botschaft: *„Nur gemeinsam kann der Energiemarkt der Zukunft entstehen und die Energiewende gelingen!“* Über das eigene energieeffiziente Verhalten (jeder Teilnehmer spielt gegen sich selbst) und den gemeinschaftlichen Erfolg erhalten die Marktplatzteilnehmer kontinuierlich Nachweise (den sog. Erfolgsnachweis“).

Auf dieser Basis hat das Projektkonsortium unter Führung der Unternehmen, die im direkten Kontakt mit den potenziellen Teilnehmern stehen, die folgenden Kernaussagen einer „Selling-Story“ entwickelt.

Die Auftraggeber des Forschungsprojekts:

Das Projekt befasst sich mit Kernfragen der Energieversorgung; insofern stand zu erwarten, dass die potenziellen Teilnehmer vor allem die beteiligten Energieversorger mit dem Projekt identifizieren würden. Es war daher ein wesentliches Ziel der kommunikativen Strategie deutlich zu machen, dass es sich um ein Projekt mit vielen unterschiedlichen Partnern handelt. Um dabei in der Zielgruppe verstärkt zu dokumentieren, dass es sich um ein Forschungsprojekt mit öffentlichem Interesse handelt, kam den beteiligten Hochschulen auch in der Kommunikation eine große Bedeutung zu.[97]

1. **Kernaussage:** E-DeMa ist ein, mit öffentlichen Mitteln finanziertes, Forschungsprojekt verschiedener Unternehmen, dass von den Hochschulen der Region wissenschaftlich begleitet wird.

Die Teilnahme am Forschungsprojekt:

Bezüglich der Teilnahme am Forschungsprojekt wurde für die beiden Teilmodellregionen ein differenziertes Vorgehen gewählt: Da in der größeren Teilmodellregion „Mülheim“ die Frage des Erreichens der geplanten, umfangreichen Teilnehmerzahl als besonders kritisch anzusehen war, wurde hier der neutrale Kundenzugang des zuständigen Verteilnetzbetreibers in den Fokus gestellt, was zudem gut zu der im Projekt durchgehaltenen, gesetzlich geforderten Rollenteilung Netz / Vertrieb passt. So wurde in MH deutlich gemacht, dass der Verteilnetzbetreiber und nicht der RWE-Vertrieb das Projekt durchführt. So wurde den Kunden gezeigt, dass **unabhängig vom Stromlieferanten grundsätzlich jeder Haushalt** teilnehmen kann. Dies war eine kommunikative Herausforderung, hat sich aber in der spezifischen Situation als zielführend erwiesen.

In der Teilmodellregion „Krefeld“ wurde – nicht zuletzt aus kommunikativen Gründen – ein anderer Zugang gewählt: Die Kundenansprache wurde hier auf **eigenversorgte Kunden** der SWK beschränkt, da alle Erfahrungen zeigen, dass ein Stadtwerk als lokaler Energieversorger i.d.R. als ein Unternehmen wahrgenommen wird. D.h. es bestand die Erwartung, dass die Akquise durch eine komplexe Ansprache, die letztlich die energiewirtschaftliche Marktrollentrennung erläutern muss, erschwert worden wäre. Darüber hinaus bestanden in beiden Teilmodellregionen bestimmte technische Rahmenbedin-

[97] So haben sich die beteiligten Hochschullehrer im Rahmen der Kommunikationsmaßnahmen bspw. auch schriftlich an potenzielle Teilnehmer gewandt, um diese um ihre Teilnahme zu ersuchen.

gungen, die den Teilnehmerkreis dann im Wesentlichen auf Einfamilienhäuser beschränkten, da aufgrund eigentumsrechtlicher Implikationen bzgl. der Immobilie[98] nur dort die erforderlichen Eingriffe in die Installationen möglich waren, um einen reibungslosen und rückwirkungsfreien Betrieb der E-DeMa-Technik über die Dauer des Feldversuchs zu gewährleisten. Zudem durfte die Immobilie nicht mit Nachtstrom beheizt werden.

2. **Kernaussage**: Bei E-DeMa handelt es sich um ein Planspiel mit fiktiven Produkten, das für die Teilnehmer keine monetären Risiken birgt.

Der Lohn der Teilnahme

Die Energiewende kann nur gelingen, wenn alle Interessengruppen gemeinsam daran arbeiten. So ist auch ein Erfolg des E-DeMa Projekts ein Erfolg aller Teilnehmer. Auch dieser Gedanke spielte in der Projektvermarktung eine wesentliche Rolle und wurde klar kommuniziert. Es war also nicht das Ziel, am Ende des Projekts einen einzelnen Gewinner zu küren.[99] Dennoch sollte die Teilnahme belohnt werden, um eine entsprechende Motivation der potenziellen Teilnehmer zu erreichen. Hierbei war der Ansatz wiederum auf die Teilmodellregionen zugeschnitten, d.h. in MH wurde die energetische Optimierung eines Objekts im teilnehmenden Ortsteil für den Fall ausgelobt, dass möglichst viele Teilnehmer über den Versuchszeitraum ihr Verbrauchsverhalten dem Projekt entsprechend gestalteten.[100] Für die Teilmodellregion Krefeld wurden bereits im Vorfeld Geldspenden an die ***Bischöfliche Maria-Montessori-Grundschule*** (Einsatz im sonderpädagogischen Sinne und Anschaffung von Musikinstrumenten) und an das Familienzentrum ***Dreikäsehoch*** (Einsatz für ein neues Außenspielgerät zum Klettern und Balancieren für die Kinder) angekündigt.

Produktwelten für die Kunden

Den Teilnehmern wurden unterschiedliche Produkte angeboten (vgl. hierzu die Ausführungen zu den Musterprodukten in Kapitel II.2.3.1). Es wurde in der Kommunikation deutlich vermittelt, dass es sich bei diesen Musterprodukten um fiktive Produkte handelt, die mit den seitens der potenziellen Teilnehmer von ihrem jeweiligen Energielieferanten real bezogen Produkten nicht verbunden sind. Für die Teilnehmer bestand also kein monetäres Risiko.

3. **Kernaussage:** Das Projekt ist nur erfolgreich, wenn sich alle Teilnehmer über den Projektzeitraum beteiligen. Der Erfolg kommt dann auch der Gemeinschaft der Teilnehmer bzw. ihrem unmittelbaren Umfeld zugute.

Auf Basis dieser Kernaussagen wurden umfangreiche Informationsmaterialien mit Zuschnitt auf die jeweilige Teilmodellregion erstellt und ein entsprechender Kommunikationsplan entwickelt.

[98] Bei Veränderungen an der Installation (Zählerschrank etc.) mussten zusätzliche Genehmigungen der Immobilieneigentümer eingeholt werden.

[99] Dieser Ansatz wurde nicht zuletzt deshalb gewählt, um bestimmte Handlungen, die dazu geeignet gewesen wären, die individuellen Gewinnchancen zu erhöhen, nicht zu überincentivieren.

[100] Um in der größeren Teilmodellregion Mülheim, die entsprechend höhere Kundenzielzahlen hatte, dennoch einen individuellen Anreiz zu schaffen, wurde jedem Teilnehmer der Forschungsgruppe 1 in der ein RWE SmartHome-Paket zugesagt. Die hierdurch entstehenden Kosten hat der Konsortialpartner RWE aus eigenen Mitteln getragen. Die Teilnehmer der Forschungsgruppe 2 erhielten ohnehin zwei Miele Geräte.

Die klare Strukturierung der Zielgruppe

Das Konsortium hatte in der Planungsphase des Projektes beabsichtigt, über 1000 Teilnehmer in Mülheim Saarn und rund 500 Teilnehmer in Krefeld zu finden, die ihre Bereitschaft erklärten, über ca. ein Jahr an einem Forschungsprojekt teilzunehmen.[101] Die detaillierte Analyse der am Netz angeschlossenen Haushalte in Mülheim-Saarn ergab, dass es dort in Summe ca. 5000 Haushalte gab, die den technischen Auswahlkriterien entsprachen. Es galt also wenigstens 20% des theoretisch adressierbaren Potenzials für das Projekt zu gewinnen. Dies ist bezogen auf die Erfahrungen der E-DeMa-Konsortialpartner mit den Erfolgen von Marketing-Maßnahmen eine hohe Zielquote.

Um die Zielgruppe richtig anzusprechen, wurde durch Analyse externen Datenmaterials eine Typologie der Zielgruppe in Bezug auf das Zielgebiet erstellt. Auf Basis der entwickelten Kernaussagen und der Kenntnis der Zielgruppe wurde in der Teilmodellregion Mülheim in einem beschränkten Wettbewerb eine Agentur gebeten, für das Projekt Vorschläge für eine Akquisemaßnahme zu entwickeln. Aus den Vorschlägen wurde ein Konzept abgeleitet, das in der Praxis umgesetzt wurde. In der Teilmodellregion Krefeld hat die SWK ihr Marketing-Konzept im Wesentlichen durch die eigene Marketing-Abteilung entwickeln lassen.

Die Akquisephase

In Mülheim-Saarn wurde der Akquiseprozess stark dialogorientiert aufgebaut. Nach einer schriftlichen Vorinformation (Mailing, Presse) erhielten die Interessenten die Möglichkeit des persönlichen Gesprächs mit zuvor geschulten Promotoren. Um den Kunden Sicherheit zu vermitteln, dass die Promotoren auch zum Projekt gehören und nicht etwa unseriöse Trittbrettfahrer sind, wurden die Promotoren mit Ausweisen und eigener Kleidung ausgerüstet. Dieses ganzheitliche Vorgehen hat sich vor dem Hintergrund der Erfolge bei der Einholung von Interessenbekundungen insgesamt als Erfolg erweisen.

Bei den Hausbesuchen konnte so nicht nur im Dialog mit den Testpersonen für das Projekt geworben werden. Es wurden auch die Erfahrungen aus den Gesprächen für Optimierungen des Gesprächsleitfadens und zum Aufbau der FAQs für die spätere Hotline genutzt.

Darüber hinaus konnte es auch gelingen, Mitarbeiter für die E-DeMa-Hotline aus den Promotion-Mitarbeitern der Anwerbephase zu rekrutieren. So konnte wertvolles Knowhow gesichert werden.

Bei den Testhaushalten, die mit Geräten der Firma Miele ausgerüstet wurden, kam es erwartungsgemäß zu einer erhöhten Nachfrage. So gab es etwa doppelt so viele Interessenten, wie verfügbare Gerätekombinationen. Um hier Missstimmungen bei den Kunden zu vermeiden, wurden die Geräte an die interessierten Haushalte verlost. Dies wurde in der Presse kommunikativ begleitet. Die Verlosung nahm eine Bürgermeisterin vor.

In Krefeld konnten aufgrund der Entscheidung der SWK, das Projekt nur mit eigenversorgten Kunden durchzuführen (also mit Haushaltskunden, mit denen ein SWK-Stromliefervertrag besteht), im Gegensatz zur TMR Mülheim die verfügbaren Kundenkontaktdaten für die Projektakquise genutzt werden. Dementsprechend wurden im Laufe des Jahres 2011 die Daten der Kunden, welche an den E-DeMa-spezifisch zu ertüchtigenden Ortsnetzstationen im Stadtteil Kliedbruch wohnen, gesichtet, so dass si-

[101] Aus Sicht eines potenziellen Teilnehmers ist die Dauer, für die er sich zu einer Teilnahme verpflichten muss, deutlich länger als der Zeitraum des eigentlichen Feldtests (aktive Projektphase), da allein Voranalyse und Einbau der E-DeMa-Technologie angesichts der Zielzahlen über einen längeren Zeitraum vor dem eigentlichen Feldtest erfolgt und auch im Nachgang noch ein Rückbau stattfinden muss (passive Projektphase).

chergestellt werden konnte, dass bei der Erstansprache ausschließlich SWK-Haushaltskunden (ausgeschlossen waren Gewerbekunden, fremdversorgte Kunden, Kunden mit Nachtspeicherheizung, Kunden mit Allgemeinstromverträgen z.B für Hausflurbeleuchtung, Bestandskunden mit Smart-Meter-Produkten, Bestandseinspeiser, Wohnungsleerstände) adressiert wurden.

Begleitung durch Presseaktivitäten

Die Aktivierung der E-DeMa Teilnehmer wurde in den beiden Teilmodellregionen mit weitgehend identischen Inhalten in der Kommunikation aber unterschiedlichen Formen der Marktbearbeitung umgesetzt.

Tabelle B-14: Kommunikationsphasen in den Teilmodellregionen

Kommunikationphase	SWK	RWE Deutschland AG
Gewinnung Interessenten	Qualifiziertes Mailing Hotline	Door-Knocking Online Hotline
Verifizierung Interessenten	Einzelfallprüfung	Einzelfallprüfung
Ertüchtigung Marktplatzteilnehmer	Technische Ausstattung Information / Schulung Probebetrieb	Technische Ausstattung Information / Schulung Probebetrieb
Evaluierungsphase	Begleitung	Begleitung Smart-Home-Box

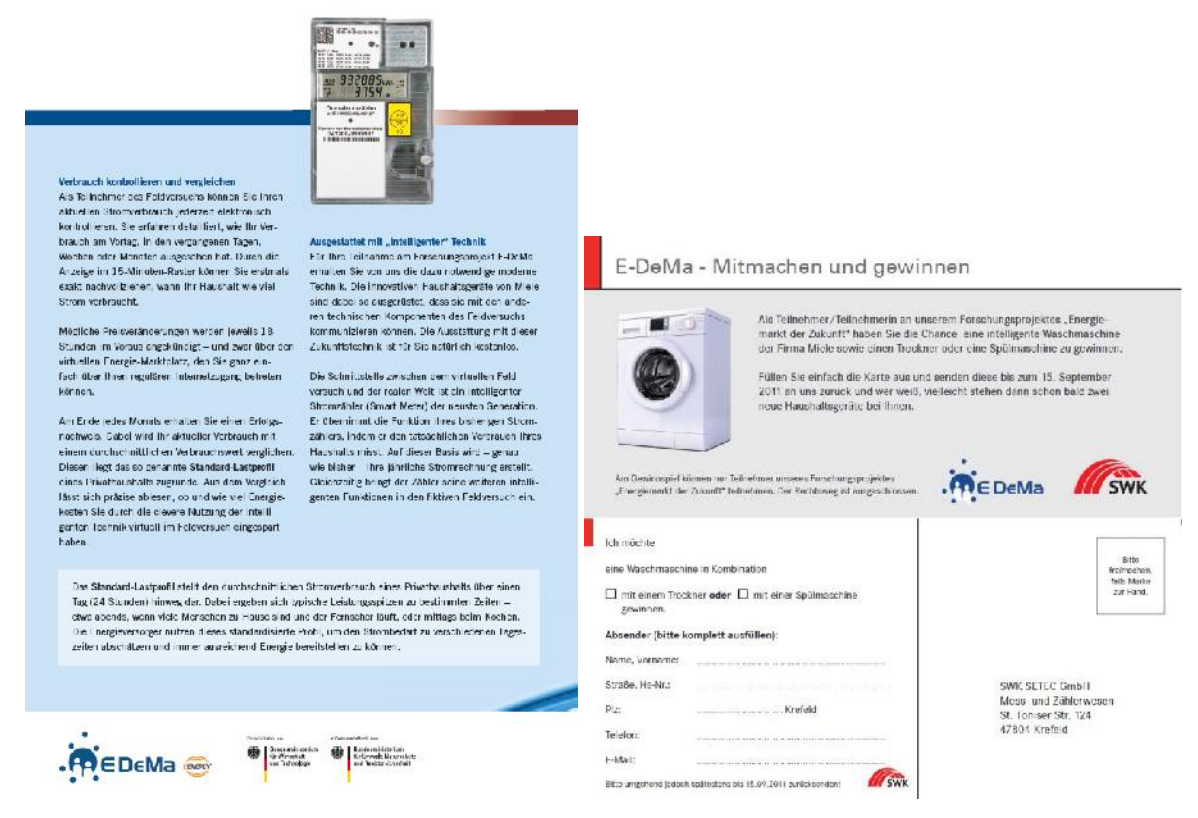


Abbildung B-79: Werbematerial Mülheim (links) und Gewinnspielkarte Krefeld (rechts)

3.2.2 Datenschutznotwendigkeiten, Teilnahmevereinbarungen

Der Idee von E-DeMa entsprechend, den teilnehmenden Kunden in den Fokus des Feldtests zu stellen, hat sich das Konsortium in besonderer Art und Weise bemüht, die Durchführung des Feldversuchs auf eine eindeutige rechtliche Grundlage zu stellen. Dies mag vor dem Hintergrund der Entscheidung, nur virtuelle Produkte anzubieten, überraschen, muss vor dem Hintergrund der sich ergebenden Fragen des Datenschutzes etc. aber als absolut notwendig bezeichnet werden. Das Konsortium hat sich zudem entschieden, den potenziellen Teilnehmer bereits im Vorfeld des Feldversuchs vollständig über seine Rechte und Pflichten aufzuklären; den in diesem Zusammenhang erstellten Informationsdokumenten sowie der für die beiden Teilmodellregionen entworfenen Teilnahmevereinbarung kam in diesem Zusammenhang eine bedeutende Rolle zu. Hierbei konnten die Erfahrungen, die im Rahmen der Maßnahmen des Projekts „Mülheim zählt" und insbesondere der dort durchgeführten Begleitforschung gewonnen werden konnten, genutzt werden.

Das Projektkonsortium hat sich nach intensiver Konsultation mit den Datenschutzbeauftragten der SWK und des RWE-Konzerns daher entschieden, im Rahmen der Kundenakquise ein **qualifiziertes Einverständnis** seitens der teilnehmenden Kunden zu erreichen. D.h. die teilnehmenden Haushalten in den Teilmodellregionen Mülheim und Krefeld wurden explizit auf ihre Rechte und Pflichten im Rahmen des E-DeMa Projektes hingewiesen. Hierzu wurde den potenziellen E-DeMa-Kunden eine Teilnahmevereinbarung, differenziert nach dem möglichen Kundentypus (IKT-GW1 oder IKT–GW2), vorgelegt und intensiv erläutert.[102] Diese Teilnahmevereinbarung war zuvor mit den zuständigen Datenschutzbeauftragten und den jeweiligen Rechtsabteilungen entwickelt worden, um den Kunden vollständig

[102] Hierzu wurden insbesondere die Mitarbeiter, die in der Teilmodellregion „Mülheim" die Hausbesuche durchführten, entsprechend geschult.

und aus Sicht eines Teilnehmers nachvollziehbar über die im Rahmen des Feldversuches vorgenommenen Aktivitäten und vor allem die mit diesen einhergehenden Datenerhebungen und -nutzungen zu unterrichten. Hierzu war es notwendig, die Teilnahmevereinbarungen nach dem jeweiligen Gateway-Typ und den damit verbundenen unterschiedlichen Lösungen zu differenzieren. Um ein qualifiziertes Einverständnis der Kunden einzuholen und um umfassend über die im Rahmen von E-DeMa vorgenommenen Datenflüsse zu informieren, kann die Teilnahmevereinbarung in ihrer Komplexität als abschreckender Faktor für den Kunden wirken und die Teilnahmebereitschaft verringern. Eine Fernauslese von Smart Meter- und Projektdaten ist aber nur mit dem Einverständnis des Kunden möglich.

Abbildung B-80: Teilnahmevereinbarungen Mülheim (links) und Krefeld (rechts)

Das E-DeMa-Projekt verpflichtete sich gegenüber den teilnehmenden Kunden zur Wahrung des Datenschutzes in Bezug auf die erhobenen Daten des Feldversuchs (insbesondere sofern diese personenbezogen oder personenbeziehbar waren). Die wissenschaftlichen Simulationen und Forschungsarbeiten der in E-DeMa partizipierenden Hochschulen wurden daher ausschließlich mit **pseudonymisierten Datensätzen** durchgeführt. Darüber hinaus wurden Evaluierungen und persönliche Befragungen den E-DeMa-Kunden im Rahmen der Teilnahmevereinbarung angekündigt. Grundsätzlich sollte daher das Ziel erreicht worden sein, dass jeder Teilnehmer in beiden Teilmodellregionen tatsächlich verstehen konnte, welche Daten erhoben und wofür diese genutzt werden sollten.

Tabelle B-15 zeigt beispielhaft das Vorgehen in der Teilmodellregion „Mülheim“ – die Teilnahmevereinbarung enthielt eine Liste der Daten, die bei einem IKT-GW2-Kunden mit der Ausstattung Geschirrspüler und Waschmaschine erhoben wurden.

Tabelle B-15: Beispiel der Datenkategorien IKT-GW2 in Mülheim

Nr.	Datenkategorie	Zweck der Erhebung/Verarbeitung/Speicherung
1.	Name der Teilnehmer	Persönliche Ansprache der Teilnehmer durch RWE
2.	Telefonnummer der Teilnehmer	Durchführung der telefonischen Befragung durch RWE oder Beauftragten
3.	Email-Adresse der Teilnehmer	Kommunikation mit den Teilnehmern während des Projektes durch RWE
4.	Adresse der Teilnehmer	Installation des intelligenten Messsystems durch RWE
5.	E-DeMa Nummer der Teilnehmer	Identifikation der Teilnehmer im Projekt
6.	Zählpunktnummer und Zähler-Nummer	Zuordnung von Verbrauchswerten zu bestimmten Zählpunkten und Zählern von RWE IT-Systemen
7.	Projekt-ID der Teilnehmer	Anonymisierung der Teilnehmer im Rahmen der Auswertung
8.	Historische Verbrauchsdaten der Teilnehmer (Jahreswerte) der letzten beiden Abrechnungsperioden	Historischer Vergleich des Verbrauchsverhaltens der Teilnehmer
9.	Tagesverbrauchswerte der Teilnehmer in kWh pro 15 Min. während der Projektlaufzeit	Abbildung des Verbrauchsverhaltens der Teilnehmer unter Einfluss des intelligenten Messsystems des Tarifs E-DeMa.Flex
10.	Log-In und Nutzungsdaten des E-DeMa Marktplatzes bzw. des HECUI	Nachverfolgung der tatsächlichen Nutzung der durch E-DeMa zur Verfügung gestellten Systeme
11.	Einsatzverhalten der Weißen Ware	Abbildung des spezifischen Verbrauchsverhaltens der Teilnehme unter Einfluss des Tarif E-DeMa.Flex, des intelligenten Messsystems und der Geräteintelligenz
12.	Soziodemografische Daten der Teilnehmer aus der Befragung	Abgleich der beobachteten Energieverbräuche mit den Lebensumständen der Teilnehmer

In beiden Teilmodellregionen werden die im Rahmen des Projekts erhobenen personenbezogenen und personenbeziehbaren Daten gelöscht.. D.h. Namen, Adressen usw. der Teilnehmer werden gelöscht und auch die Zuordnungslogik, mit der die Pseudonymisierung vorgenommen wurde, wird vernichtet. Da der Pseudonymisierungsalgorithmus von vornherein unumkehrbar gestaltet wurde, d.h. die pseudonymisierte Teilnehmer-ID des Kunden ist nicht in den Ausgangswert zurück überführbar, liegen ab diesem Zeitpunkt vollständig anonymisierte Datensätze zum Verlauf des Feldversuchs vor.

3.2.3 Durchführung der Kundenakquise und Befähigung der Teilnehmer zur Teilnahme an E-DeMa

Aus Sicht der Projektpartner stellte der Kundenakquiseprozess für den Feldtest eine der größten Herausforderungen des ganzen Projekts dar. Die Durchführung der Akquise hat aus Sicht der Projektpartner zudem wichtige Erkenntnisse über Kundenkontaktmaßnahmen in Forschungsprojekten bzw.

Feldtest erbracht. Im Folgenden wird daher der Akquiseprozess für die beiden Teilmodellregionen kurz dargestellt, bevor die Erkenntnisse aus diesem Prozess kurz zusammengefasst werden.

3.2.3.1 Teilmodellregion Mülheim

Abbildung B-81 zeigt die Entwicklung der Akquise und der mit dieser einhergehenden E-DeMa Kundenanzahl zunächst für die Teilmodellregion Mülheim. Ausgangspunkt ist hierbei das theoretisch hebbare Kundenpotenzial, aus welchem sich die letztlich aktiven E-DeMa Teilnehmer, die technisch für den Projektbetrieb ertüchtigt-und auf dem E-DeMa Marktplatz integriert wurden, entwickeln. Die einzelnen Stufen der Kundenakquise sollen im Folgenden erläutert werden.

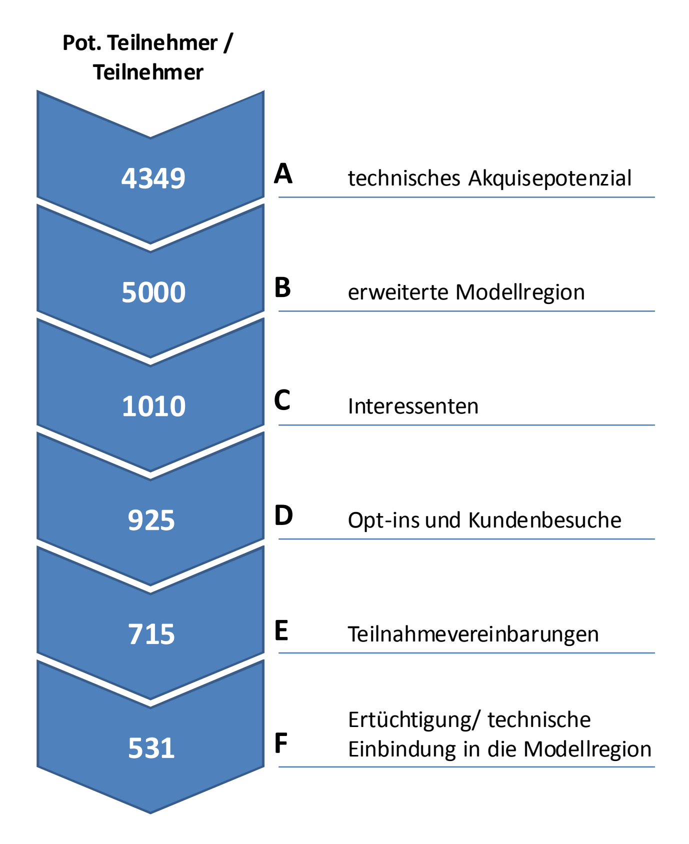


Abbildung B-81: Entwicklung der Teilnehmerzahlen Mülheim entlang des Akquiseprozesses

A) Technisches Akquisepotenzial:

Die Anzahl der potenziellen E-DeMa Teilnehmer für den Feldversuch ergibt sich aus der Zahl derjenigen Kunden, die im Vorlauf der Teilnehmerakquise an die Ortsnetzstationen der UA Saarn angeschlossen waren. Dies bedingte ein grundsätzliches Potenzial von 4.349 Zählpunkten/Haushalten.

B) Erweiterte Modellregion

Aufgrund der aus dem Projekt MHz bekannten und in der Projektlaufzeit nicht aufzulösenden technischen Restriktionen bei der Anbindung von

- Doppeltarifzählern (bspw. bei Nachtspeicherheizungen),
- 100 A Zählern und
- Mehrfamilienhäusern

wurde entschieden, die Kundenakquise **nur** bezüglich des Bereich IKT-GW1 auf nebenliegende Netzstränge zu erweitern. Die beiden ersten oben genannten Fälle wurden aus der weiteren Untersuchung ausgeschlossen, da abzusehen war, dass die Hersteller der metrologischen Geräte (Zähler) im Projektzeitraum nicht in der Lage sein würden, entsprechende Systeme soweit weiterzuentwickeln, dass diese geeignet beschrieben und getestet, in großer Stückzahl, zu vertretbaren Kosten verfügbar sein würden. Dies war nicht zuletzt der weiter bestehenden großen Unsicherheit geschuldet, die mit den angestoßenen Reformen des gesetzlichen Messwesens in Deutschland (§ 21b-i EnWG, BSI Schutzprofil usw.) einhergeht und in deren Folge die Massenhersteller eine weitgehend abwartende Haltung einnehmen bzw. aufgrund der allfälligen Verzögerungen der genannten Prozesse zur Vermeidung wirtschaftlicher Risiken einnehmen müssen. Darüber hinaus wurde entschieden, Mehrfamilienhäuser aufgrund der im Projekt MHz und der zu diesem Projekt durchgeführten Begleitforschung gesammelten Erfahrungen (insbesondere bezüglich der Zählertechnik bzw. der kommunikativen Anbindung von Zählern im Inhouse-Bereich über große Distanzen) nicht in die Akquise einzubeziehen, da absehbar war, dass diese Gebäude nicht mit dem erforderlichen Qualitätsmaß an die E-DeMa-Systeme anzubinden sein würden. Hier anders zu entscheiden, hätte mit hoher Wahrscheinlichkeit dazu geführt, dass die realisierte Datenqualität für den E-DeMa-Feldversuch nicht ausreichend gewesen wäre. Zusammenfassend ist daher versucht worden, ein möglichst großes Kundenpotenzial erschließbar zu machen (für die Frage, ob Kunden auf bestimmte tarifliche Anreize reagieren, spielte deren geografische Verortung nur eine untergeordnete Rolle) ohne Kunden für das Projekt zu interessieren, die durch eine potenzielle Teilnahme höchstwahrscheinlich enttäuscht worden wären.

Insgesamt wurden im Rahmen der breiten und ausgefeilten Maßnahmen zur Kundenakquise daher zunächst bei 5.000 Haushalten, die den obigen Kriterien nach der Voranalyse entsprachen, Postwurfsendungen zum Projekt E-DeMa verteilt. Zweck der Postwurfsendung, die aus eigens zu diesem Zweck hergestellten Unterlagen bestand, war es, den potenziellen Teilnehmern die generellen Ziele und Vorhaben des Projektes zu erläutern und ein generelles Interesse der so angesprochen Haushalte zu einer Teilnahme an dem Projekt abzufragen (es wurden drei Wege der Rückmeldung angeboten: postalisch, telefonisch und per Email).

C) Eingegangene Interessensbekundungen

Von den so informierten Haushalten haben 1.010 Haushalte ihr grundsätzliches Interesse an der Teilnahme am Projekt E-DeMa signalisiert.

D) Interessensbekundungen der Kunden und Kundenbesuche

Weitere Restriktionen zur Teilnahme am E-DeMa Feldversuch in der Teilmodellregion Mülheim, die den potenziellen Teilnehmern im Rahmen der Postwurfsendung kommuniziert wurden, waren die Notwendigkeit, dass ein DSL-Internetanschluss vorhanden sein musste und dass der Messstellenbetrieb des Zählpunktes durch die Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH (heute Westnetz) als grundzuständigem Messbetreiber erfolgte. Kunden mit einem dritten Messstellenbetreiber nach § 21b EnWG konnten nicht an E-DeMa teilnehmen, da dies bedeutet hätte, in das wirtschaftliche Verhältnis zwischen diesem Teilnehmer und seinem (frei gewählten) Messstellenbetreiber einzugreifen. Die Einhaltung der entsprechenden Restriktionen wurde die für die Begleitung des Feldversuchs eingerichtete Hotline im Rahmen des Interessenbekundungsprozesses abgefragt. Nicht alle Haushalte, die ursprünglich ihr Interesse bekundet hatten, konnten den oben dargestellten Restriktionen genügen, zudem war in einigen wenigen Fällen das Interesse an einer Teilnahme bereits zu diesem frühen Zeitpunkt erloschen. Insgesamt konnte das E-DeMa Projekt aber 925 sog. ***Opt-Ins*** (Interessensbekundungen der Kunden zur

Teilnahme mit eingehaltenen Restriktionen) erzielen. Mit diesen Kunden wurde ein Erstbesuch zur Klärung der Teilnahmevereinbarung sowie zur Durchführung eines Technikchecks vor Ort vereinbart. Zur Durchführung dieses Technikchecks wurden die Mitarbeiter der Kundengewinnung entsprechend geschult, um durch einige einfache Kontrollen und Messungen eine Eignung einzelner Haushalte für eine Teilnahme an der Teilmodellregion festzustellen. Hierbei fanden wiederum Erkenntnisse Verwendung, die im Rahmen des Projekts MHz gewonnen worden waren. Ziel war es hier, bereits zu einem frühen Zeitpunkt potenzielle technische Probleme, für die zum Zeitpunkt der Installation noch keine oder nur sehr teure Lösungen verfügbar waren, in einzelnen Installationen zu identifizieren und aus Effizienzgründen nicht für das Projekt zu erschließen.



Abbildung B-82: Interessensbekundungen der Kunden zur Teilnahme mit eingehaltenen Restriktionen (Opt-In)

E) Unterschriebene Teilnahmevereinbarungen und technische Prüfung

Die 925 potenziellen E-DeMa Kunden, die sich über die entsprechenden Feedback-Kanäle gemeldet hatten, wurden in einem Erstbesuch über das Projekt informiert. Hierbei wurden den potenziellen Teilnehmern insbesondere die Teilnahmebedingungen sowie die Rechte und Pflichten der Teilnehmer sowie der an dem Projekt beteiligten Unternehmen und Hochschulen erläutert, als auch insbesondere über das Datenschutzkonzept von E-DeMa aufgeklärt. Ein qualifiziertes Einverständnis zur Teilnahme im Projekt und der mit dieser Teilnahme einhergehenden Aufnahme von Daten wurde mit der Unterzeichnung der Teilnahmevereinbarung erzielt, wie es im Datenschutzkonzept des Projekts vorgesehen war. Im Rahmen des Erstkundenbesuchs wurden darüber hinaus, auch die technischen Rahmenbedingungen der potenziellen Teilnehmer überprüft. Die technische Überprüfung beinhaltete dabei die aktuelle messtechnische Anbindung des Kunden sowie die Möglichkeit einer (Fern-) Datenübertragung der Messeinrichtung auf Basis von GPRS sowie der Inhouse-Kommunikation mittels PLC vom Zählerplatz zum Router des Kunden bzw. vom Router zu einer potenziell zu steuernden Verbrauchseinrichtung (Weiße Ware, µKWK). Aufgrund von in diesem Sinne fehlenden oder unzureichenden technischen Voraussetzungen und fehlender Zustimmung zur E-DeMa-Teilnahmevereinbarung konnten nicht alle der ursprünglichen Interessenten für das Projekt gewonnen werden, so dass insgesamt 715 unterschriebene Teilnahmevereinbarungen erreicht wurden.

F) Ergebnis der technischen Prüfung und technische Einbindung in die Modellregion

Die so erzielten Teilnahmevereinbarungen wurden sodann einer weiteren technischen Sichtung anhand einer elaborierten Checkliste unterzogen, die die infrastrukturellen Voraussetzungen der Kundeninfrastruktur (Zählerplatz, max. Leistung der Hausanschlusssicherung usw.) prüft. Hierbei wurde

auch die Frage der für das Feld erwarteten nicht integrierbaren Infrastrukturen wie Doppeltarifzähler, 100-A-Zähler usw. adressiert.

Auf dieser Basis konnten schließlich bei 531 Kunden in einem Zweitbesuch (für IKT-GW1-Ausstattung 426 Kunden, IKT-GW2-Ausstattung 86 sowie 11 µKWK-Kunden) die Komponenten technisch erfolgreich installiert werden. Hierbei wurden nur noch wenige technische Probleme in den Kundenanlagen angetroffen, die eine Installation erschwerten oder verhinderten.

Aufgrund der gewählten Struktur der Teilnahmevereinbarung trat diese mit der Installation der E-DeMa-Systeme beim Kunden in Kraft, und die E-DeMa-Messeinrichtung wurde in die Bestands- und E-DeMa-IT-Systeme integriert. Darüber hinaus wurden die Basisdaten der 531 Kunden sowie die Ausstattung, die diese seitens des Projekts erhalten haben, in den E-DeMa-Marktplatz als Stammdaten eingefügt. Zu Beginn der aktiven Feldversuchsphase am 01. März 2012 wurden die in den E-DeMa-Marktplatz eingefügten Kunden durch eine Start-E-Mail zum erstmaligen Login auf dem E-DeMa-Marktplatz aufgefordert und so über den Start der aktiven Feldphase informiert.

3.2.3.2 Teilmodellregion Krefeld

Die nach dem oben geschilderten Muster durchgeführten Analysen ergaben ein identifiziertes Potenzial für die Teilmodellregion „Kliedbruch“ von ca. 750 Kunden – welche einem hypothetischen „netzseitigem“ Potenzial von 1.000 gegenübersteht. Diese 750 potenziellen Projektteilnehmer erhielten einen umfangreichen Akquisebrief.



SWK

XXXYYYZZZ
AAABBBCCC
SSSTTTUUU
00000 QWERTZ

SWK ENERGIE GmbH
Unsere Tel.-Nr. (0 21 51) 98 24 55
Unsere E-Mail edema@swk.de

Krefeld, im Mai 2011

Werden Sie Teil eines Forschungsprojekts – gestalten Sie den Energiemarkt der Zukunft

Sehr geehrte(r) XY,

die SWK beteiligt sich im Rahmen des Forschungsprojektes „E-DeMa“ in Kooperation mit Universitäten und führenden deutschen Technologie-Unternehmen an der Entwicklung neuer Energiekonzepte.

Straßenzüge in Ihrem Stadtteil wurden als wissenschaftliche Testgebiete ausgewählt, und wir würden uns freuen, wenn Sie an dem Projekt teilnehmen. Hierbei können Sie neue Tarife testen und transparent an Ihrem Computer verfolgen, wie sich Ihr Verbrauchsverhalten zum Beispiel auf die Energiekosten auswirkt. Lernen Sie, effizient mit Energie umzugehen und dadurch die Umwelt zu schonen.

E-DeMa ist ein ernsthaftes Planspiel, das 2012 beginnt und sich über neun Monate erstreckt. Das Ganze ist für Sie mit keinerlei Kosten verbunden; an Ihrem derzeitigen Stromvertrag ändert sich nichts.

Alles, was Sie hierfür tun müssen, ist die beiliegende Antwortkarte ausgefüllt an uns zurück zu senden. Weitere Informationen zu „E-DeMa“ können Sie den Anhängen dieses Schreibens entnehmen. Oder Sie rufen uns einfach an unter Tel. 02151 / 98 24 55 (montags bis donnerstags 7 – 17 Uhr, freitags 7 – 15 Uhr)
Sie erreichen uns auch per E-Mail unter edema@swk.de

Übrigens: Wenn Ihr Stadtteil bei dem Planspiel aktiv mitmacht und energieeffizient handelt, unterstützt die SWK als Dankeschön ein Projekt der Montessori-Grundschule und ein Projekt der Kindertageseinrichtung Dreikäsehoch in Ihrer Nähe.

Mit freundlichen Grüßen

Ihre SWK ENERGIE GmbH

Carsten Liedtke i.V. Dorothee Winkmann

SWK ENERGIE GmbH

technische universität dortmund

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft

Dortmund, im Mai 2011

Liebe Krefelderin, lieber Krefelder,

Ihr Stadtteil ist für einen bisher einmaligen Modellversuch ausgesucht worden, der durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gefördert wird.

Das E-DeMa-Projekt betreibt auch mit Hilfe der SWK Stadtwerke Krefeld einen Online-Energiemarktplatz der Zukunft. Auf diesem elektronischen Marktplatz können Sie im Jahr 2012 ausprobieren, wie künftig Energie effizient genutzt werden kann.

Dieser Modellversuch wird wissenschaftlich begleitet von den Hochschulen des Ruhrgebietes

- Technische Universität Dortmund
- Ruhr-Universität Bochum
- Fachhochschule Dortmund
- Universität Duisburg Essen

Im Namen dieser Universitäten bitten wir Sie am E-DeMa-Projekt teilzunehmen, so dass wissenschaftliche Erkenntnisse für eine innovative Energieversorgung gewonnen werden können.

Vielen Dank für Ihre Mitwirkung!

Mit freundlichen Grüßen

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Wissenschaftlicher Leiter im Projekt E-DeMa

Abbildung B-83: Akquisebrief Krefeld

Der Kundenbrief beinhaltete ein Anschreiben, ausführliche Informationen zum E-DeMa-Projekt (in Frage- und Antwort-Form), ein Empfehlungsschreiben der beteiligten Universitäten und eine Antwortkarte. Die angeschriebenen Kunden konnten ihre Teilnahmebereitschaft entweder mithilfe dieser Antwortkarte oder aber telefonisch bekunden. Sspäter startete die SWK eine telefonische Nachfassaktion, um die Anzahl der Interessenten zu erhöhen. Insgesamt konnten so 135 Interessenten für die

Teilmodellregion Kliedbruch gewonnen werden; dies entspricht einem positiven Rücklauf von beachtlichen 18%. Es war seitens der SWK von Vornherein beabsichtigt, auch die IKT-GW2-Kunden aus diesem Interessenten-Kreis zu akquirieren. Dies erfolgte mittels eines Gewinnspiels, so dass über den Erhalt der hochwertigen Haushaltsgeräte das Losglück entscheiden sollte. Ab Juli 2011 fanden bei allen Kunden, die ihr Teilnahmeinteresse bekundet hatten, Vor-Ort-Begehungen der Gebäude statt, die insbesondere notwendig waren, um die technischen Voraussetzungen vor Ort (u.a. auch das Vorhandensein eines Internet-Anschlusses) zu prüfen. Hierbei lag in der TMR Kliedbruch ein besonderes Augenmerk auf den Bedingungen für ein eventuelles Multimetering, d.h. die Einbindung und das Auslesen von Gas- und Wasserzählern über die stromseitige IKT-GW1-Infrastruktur. Dazu entwickelten SWK-Mitarbeiter ein Bestandsformular zur systematischen Erfassung der jeweiligen Gegebenheit vor Ort. Zudem überreichten die Mitarbeiter den Kunden eine Gewinnspielkarte, mit deren Hilfe interessierte Teilnehmer an der Verlosung der IKT-GW2-Ausstattung teilnehmen konnten. Auch nutzte die SWK diese ersten Kundengespräche dazu, mit potenziellen µKWK-Kunden in persönlichen Kontakt zu treten.

Parallel wurden die Teilnahmebedingungen für GW1- und GW2-Kunden erarbeitet und mit der Rechtsabteilung der SWK sowie mit dem Datenschutzbeauftragten der SWK abgestimmt. (Siehe Kapitel 3.2.2)

Nach den Begehungen konnten 125 Haushalte identifiziert werden, die die technische E-DeMa-Eignung und einen Internetanschluss aufwiesen. Dementsprechend wurden ab Ende September 2011 diese Haushalte angeschrieben mit der Bitte, die beiliegende Teilnahmevereinbarung unterschrieben an die SWK zurückzusenden. Dieses Anschreiben erfolgte nach der Verlosung, d.h. GW1- bzw. GW2-spezifisch. Auch aufgrund der anschließenden Nachfassaktion lagen im November 2011 schließlich 105 unterschriebene GW1-Teilnahmebedingungen und 10 GW2-Teilnahmebedingungen vor. Das bedeutet, dass ca. 9% der ursprünglich Interessierten im IKT-GW1-Bereich nach dem Erhalt der Teilnahmevereinbarung ihre Teilnahmebereitschaft "widerrufen" haben. Eine gewisse abschreckende Wirkung dieses juristischen Dokuments auf Kunden ist somit erkennbar.

Zusammengefasst kann für die erste Anwerbewelle festgestellt werden, dass die Planungen im IKT-GW2-Bereich hinsichtlich der Kundenakquise voll erfüllt wurden. Im GW1-Bereich konnten die Mehr-Sparten-Kunden - wie geplant - gewonnen werden. Nur die GW1-Kundenanzahl im E-Bereich (nur Strombereich) blieb unter der Planzahl von 500.

Daher beschloss die SWK, zusätzliche Ortsnetzstationen in Krefeld-Kliedbruch mit Datenkonzentratoren auszustatten. Folglich wurden Anfang 2012 weitere sechs Ortsnetzstationen E-DeMa-spezifisch ertüchtigt, so dass diese in das Projekt einbezogen werden konnten. Somit wurden insgesamt zwölf Ortsnetzstationen in das Projekt integriert.

Um das dadurch erweiterte Kundenpotenzial zu heben, wurde Anfang 2012 eine zweite Akquisemaßnahme gestartet. Die Haushalte, die im Bereich der jeweiligen (neu umgerüsteten) ONS liegen, wurden hierzu zunächst wieder hinsichtlich (netz-)technischer und haushaltsspezifischer Kriterien bewertet, so dass schließlich ca. weitere 400 potenzielle E-DeMa-Kunden in Einfamilienhäusern identifiziert werden konnten. Im Januar 2012 erhielten jene Kunden einen umfangreichen SWK-Brief, der sie zur Teilnahme am E-DeMa-Projekt motivieren sollte. Korrespondierend erfolgte der Zählereinbau, so dass im Februar 2012 die Anwerbephase inklusive Zählersetzung beendet war.

Insgesamt konnten mittels zwei Akquisewellen 115 GW1-Kunden und 10 GW2-Kunden (5 Variabel-Kunden, 3 Flex-Kunden und 2 Komplex-Kunden mit µKWK-Anlage) dauerhaft als E-DeMa-Teilnehmer

gewonnen werden. Diese Kunden wurden nicht nur technisch entsprechend ausgestattet, sondern sie erhielten mit Feldbeginn die Start-E-Mail, so dass sie den Marktplatzzugang nutzen konnten.

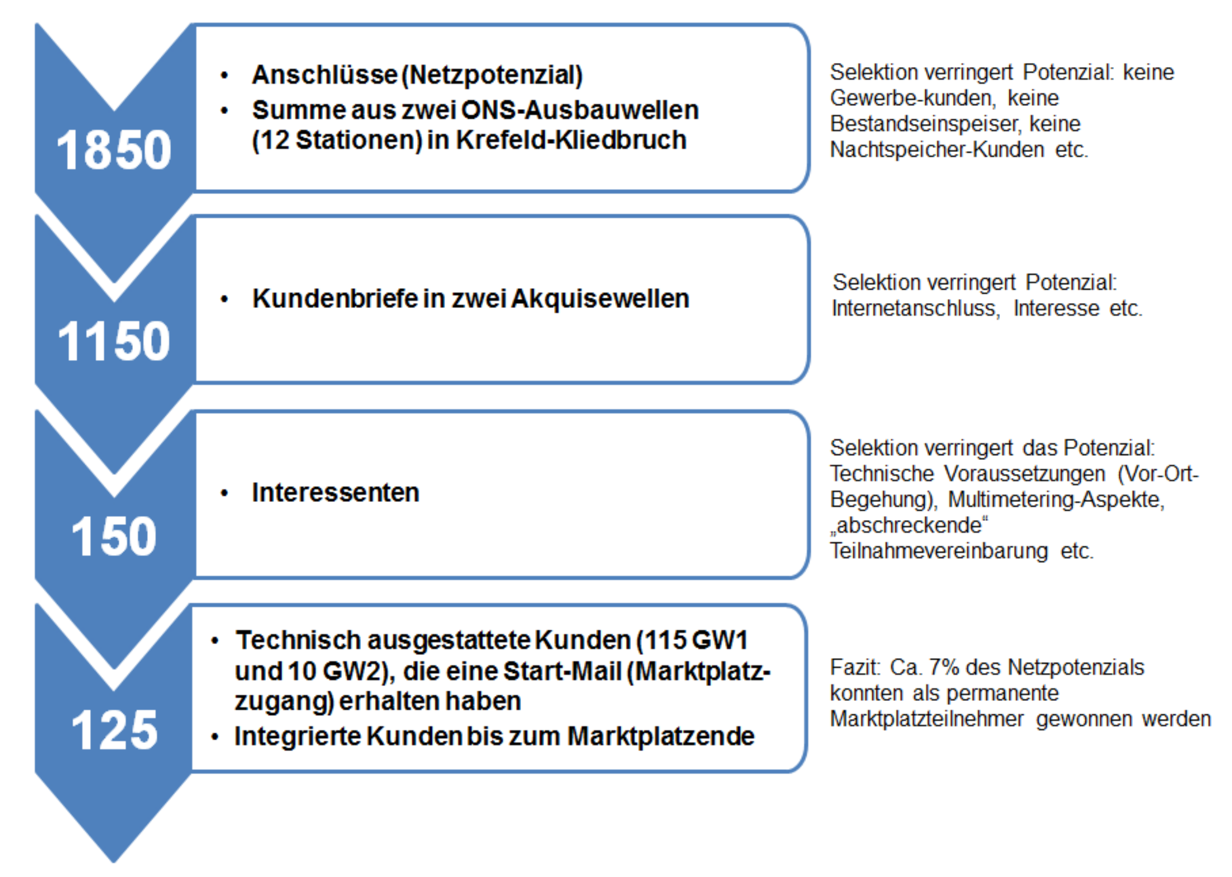


Abbildung B-84: Entwicklung der Teilnehmerzahlen in Krefeld

3.3. Aufbau der Modellregion inkl. Ausstattung

Neben der Akquise der Teilnehmer kam dem technischen Aufbau der beiden Teilmodellregionen große Bedeutung zu und hat bei den mit der Durchführung des Feldversuch betrauten Konsortialpartnern (im Wesentlichen SWK und RWE) Ende 2011 und zu Beginn des Jahres 2012 umfangreiche Ressourcen gebunden. Im Folgenden wird der technische Aufbau der Modellregion ausgehend von den zu treffenden technischen und technologischen Grundsatzentscheidungen des Konsortiums bis zum Beginn des Feldversuchs dargestellt.

3.3.1 Systemspezifikation für das Szenario 2012 (Modellregion)

Im Vorfeld des Feldversuchs wurden die E-DeMa-Kommunikationstechnik sowie die E-DeMa-Komponenten in den Kundenanlagen in unterschiedlichen Ausprägungen in den beiden Modellregionen installiert.

Als Ergebnis der gemeinsamen Akquisebemühungen des Konsortiums konnten insgesamt 663 Teilnehmer für den Feldversuch gewonnen werden (556 IKT-GW1 und 107 IKT-GW2). Das technische Installationskonzept sah vor, dass alle Teilnehmer als Basisausstattung ein IKT-GW1 und entsprechende elektronische Messeinrichtungen/Smart Meter erhalten, die sowohl per Kabel (Stromzähler) als auch per

Funk (Gas- und Wasserzähler) angebunden sein können, wobei elektronisch auslesbare Gas- und Wasserzähler nur in der Teilmodellregion Krefeld mit dem dort eingesetzten AMIS-System verbunden wurden.

Das jeweils im Einsatz befindliche IKT-GW1 ist via Schmalband-Powerline (PLC) bzw. GPRS an die E-DeMa-Backend-Systeme angebunden. Mit der unterschiedlichen Ausprägung wurde einerseits die zuverlässige Anbindung der Haushalte an diese Systeme sichergestellt und andererseits die Koexistenzfähigkeit verschiedener Technologien als Projektziel nachgewiesen. Die E-DeMa-Kunden, die nur über ein IKT-GW1 inkl. bestimmter elektronischer Messrichtungen verfügen, sind zudem in der Mehrzahl mit einem Display zur Visualisierung von Tarifinformationen und den aktuellen Verbrauchswerten ausgestattet.[103] 107 Teilnehmer wurden zusätzlich mit einem IKT-GW2 für das lokale Energiemanagement ausgerüstet. Diese Teilnehmer erhielten außerdem intelligente und steuerbare Haushaltsgeräte (Weiße Ware), wobei Kombinationen bestehend aus einer Waschmaschine und einem Trockner oder einer Spülmaschine zum Einsatz kamen. Diese Geräte können über das IKT-GW2 ferngesteuert werden und stehen, bestimmte Bereitstellungshandlungen des Teilnehmers vorausgesetzt, dem Aggregator als flexible Lasten zur Verfügung. Das IKT-GW2 bezieht die für die Fernsteuerung erforderlichen Informationen von den E-DeMa-Backendsystemen (hier insb. Aggregator-Leitsystem vgl. Kapitel II.2.3.4) über eine Internetverbindung. Zum Aufbau dieser Internetverbindung wird im Feldversuch der Breitband-Anschluss des Kunden (im Wesentlichen DSL bzw. der zugehörige Router) genutzt. Zur Untersuchung der Einbindung von dezentralen Energieerzeugern, wurden bei einigen Prosumern zusätzlich µKWK-Anlagen installiert. Über eine entsprechende Schnittstelle sind diese ebenfalls an das IKT-GW2 angebunden. Die nachfolgende Tabelle B-16 fasst die Ausstattung der Prosumer, gegliedert nach den Modellregionen, zusammen.

Tabelle B-16: Ausstattung der Prosumer in den Modellregionen

Modellregion	**Mülheim**	**Krefeld**
Kunden mit IKT-GW1- Ausstattung	441	115
Kunden mit zusätzlichem IKT-GW2 und Haushaltsgeräten/µKWK	97	10
Ausstattung der IKT-GW2- Kunden		
Waschmaschine und Spülmaschine	15	
Waschmaschine und Trockner	79	
Waschmaschine, Spülmaschine und µKWK	6	
Waschmaschine, Trockner und µKWK	7	

3.3.1.1 Teilmodellregion Mülheim an der Ruhr

In Abbildung B-85 sind die Ausprägungen der Kommunikationsinfrastruktur in der Modellregion Mülheim dargestellt. Alle Prosumer erhalten als Grundausstattung ein IKT-GW1. In Mülheim wird als IKT-

[103] In der Teilmodellregion Krefeld wurde die Ausstattung mit einem Display von einem expliziten Kundenwunsch abhängig gemacht; in der Teilmodellregion Krefeld erhielten dementsprechend alle Kunden, die einen entsprechenden Auslieferungstermin vereinbarten, ein Display.

GW1 ein modifizierter MUC-Controller (Multi-Utility-Communication) verwendet. An diesen ist über eine serielle Verbindung (physikalische Schnittstelle P1.1) ein eHZ/EDL21 Stromzähler angeschlossen. Zusätzlich ist ein Einspeisezähler angebunden, falls der Prosumer über eine µKWK Anlage verfügt. Das IKT-GW1 übermittelt die gemessenen Daten über die Schnittstelle P2 an die E-DeMa-Backendsysteme. Die Schnittstelle P2 wird über eine GPRS Mobilfunkverbindung realisiert.

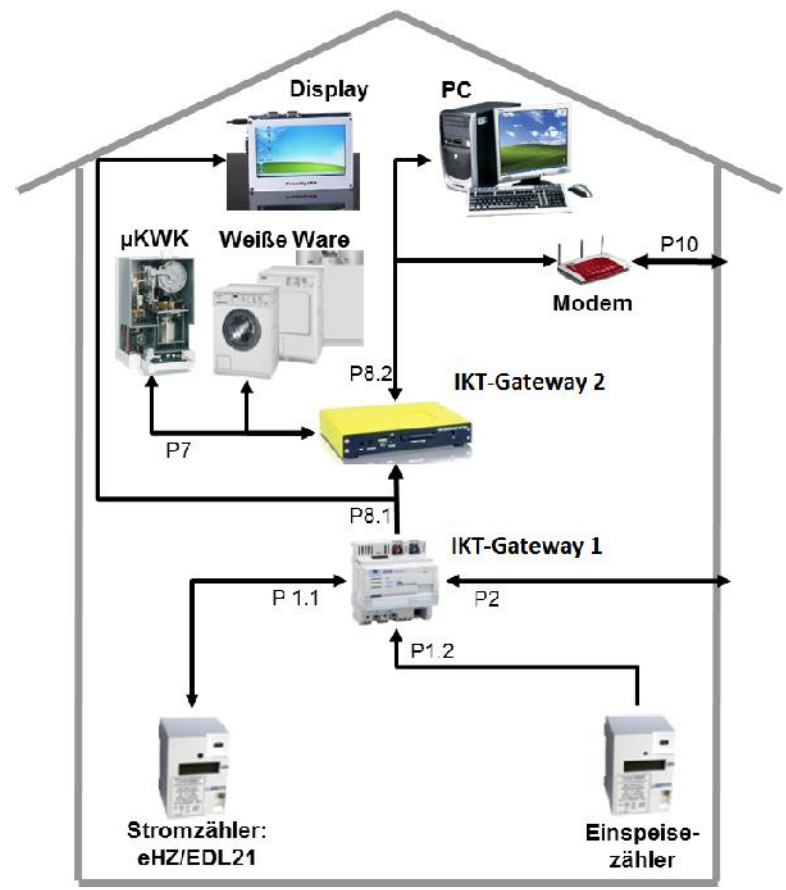


Abbildung B-85: Ausprägungen der Inhouse-Kommunikationsinfrastruktur in der Modellregion Mülheim a. d. R.

Die physikalische Schnittstelle P8.1 verbindet entweder das IKT-GW2 oder das individuelle Kunden-Display mit dem IKT-GW1. Die Kunden, die nur über Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem (Smart Meter) verfügen, erhielten in Mülheim zum Zweck der Visualisierung einen Tablet-PC, der über eine BPLC (Breitband-Powerline-Communication)/WLAN Verbindung die Informationen direkt vom IKT-GW1 bezieht. Dadurch, dass die Daten den Inhouse-Bereich nicht verlassen, können hier Werte im niedrigen Sekundentakt zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich hat der Prosumer die Möglichkeit, über seinen PC auf das Webportal des E-DeMa-Marktplatzes zuzugreifen.

Das IKT-GW2 bezieht über eine BPLC-Strecke die Informationen des IKT-GW1. Des Weiteren verfügt es über die physikalische Schnittstelle P8.2. Diese realisiert eine Verbindung in das Inhouse-Netzwerk des Kunden über eine Ethernet-Schnittstelle. Hierzu wird das Gateway über P8.2 direkt an den Kundenrouter angeschlossen und greift über den Internet-Anschluss des Kunden (Schnittstelle P10) auf den E-DeMa-Markplatz zu. Die Steuerbefehle des Aggregators werden ebenfalls über P10 übermittelt. Für die Datenübertragung werden gesicherte HTTPS- und VPN-Verbindungen genutzt. Der Kunde kann mit seinem PC oder anderen lokalen Geräten auf die Bedienoberfläche des IKT-GW2 zugreifen und kann

sich dort Informationen über seinen aktuellen und historischen Verbrauch anzeigen lassen. Zudem erhält er entsprechende Auswertungen und Übersichten. Des Weiteren kann der aktuelle Betriebszustand der Weißen Ware abgefragt und gesteuert werden.

Die Kommunikation zu den intelligenten Haushaltsgeräten wird hierbei über eine BPLC-Verbindung realisiert. Hierfür wurden entsprechende Kommunikationsmodule in die Geräte integriert. Möchte der Kunde eines seiner Haushaltsgeräte (Waschmaschine, Spülmaschine oder Trockner) dem Aggregator als steuerbare Last zur Verfügung stellen, so muss er diese nach erfolgreicher Beladung in einen automatischen Startmodus versetzen, und angeben, bis zu welcher Zeit die Maschine spätestens durchgelaufen sein muss. In diesem Zustand warten die Geräte auf das entsprechende Startsignal, das vom IKT-GW2 übermittelt wird. Das Gateway erhält den jeweiligen Startbefehl wiederum vom Aggregator. Die Anbindung der µKWK-Anlagen an das E-DeMa-Gateway erfolgt über das gleiche BPLC-Netz, über das die Weiße Ware angesteuert wird.

3.3.1.2 Teilmodellregion Krefeld

In der Modellregion Krefeld wird eine etwas modifizierte Kommunikationsinfrastruktur verwendet, um eine alternative Realisierung zu untersuchen. Die nachfolgende Abbildung B-86 zeigt den Aufbau der Inhouse-Infrastruktur in der Modellregion Krefeld. Die Unterschiede liegen in der Smart Metering Ausstattung bzw. in dem Teil, der an das IKT-GW1 angebunden ist.

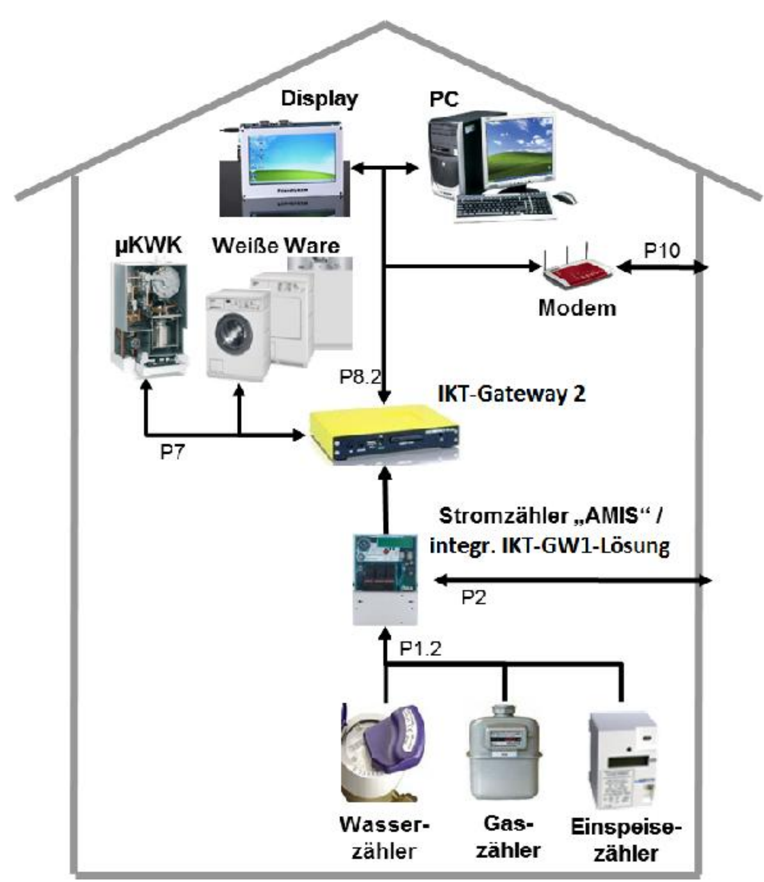


Abbildung B-86: Ausprägungen der Inhouse-Kommunikationsinfrastruktur in der Modellregion Krefeld

In Krefeld wird als IKT-GW1 das AMIS-System des Projektpartners Siemens verwendet. Das eigentliche Gateway bzw. dessen Funktionalitäten sind hier in den Stromzähler integriert (One-Box-Solution). Dieser verfügt über eine wireless Metering-Bus Schnittstelle (wM-Bus, Schnittstelle P1.2), um die Spartenzähler (Gas- und Wasserzähler) und den Einspeisezähler abzufragen.

Die gesammelten Zählerdaten werden über die Schnittstelle P2 an die E-DeMa-Backendsysteme übermittelt. Diese Schnittstelle nutzt für die Übertragung Schmalband-PLC (NB-PLC). Aufgrund dessen wurden in der Modellregion Krefeld entsprechende Datenkonzentratoren in den Ortsnetzstationen installiert. Diese Datenkonzentratoren übermitteln die Daten im nächsten Schritt mittels GPRS an die Backend-Systeme.

Die Inhouse-Schnittstelle P8.1 ist in der Modellregion Krefeld ebenfalls mittels wM-Bus realisiert, so dass hier die Leistungsfähigkeit einer Funkübertragung untersucht wird. Das IKT-GW2 wird daher, wie in Mülheim, mit einer wM-Bus Schnittstelle ausgestattet. Der weitere Aufbau der Inhouse-Komponenten und der Haushaltsgeräte ist identisch mit dem Aufbau der Modellregion Mülheim.

Ein Unterschied besteht in der Realisierung des Displays für die Kunden, die lediglich über die Basisausstattung (IKT-GW1-Lösung) verfügen. Hier werden die Daten zunächst vom IKT-GW1 über die WAN Schnittstelle an den Marktplatz übertragen. Das Display greift dann ebenfalls über eine WAN-Schnittstelle auf die Daten zu.

3.3.2 Testlabore und Schulungscenter

Bereits zu einem frühen Zeitpunkt vor Beginn des Feldversuchs wurden zwei Testlabore und Schulungscenter aufgebaut. Diese Anlagen dienten zur Nachbildung von repräsentativen Kundenhaushalten, wie sie für den späteren Feldtest zu erwarten waren. Es wurde jeweils ein Komplettsystem, bestehend aus IKT-GW1, IKT-GW2, Weißer Ware, µKWK, Kundenrechner mit HECUI (Home Energy Control User Interface) und erforderlichen Netzwerkkomponenten an den Standorten Duisburg (RWE) und Krefeld (SWK) eingerichtet. Nachfolgende Abbildung zeigt eine Übersicht des Testcenters Duisburg (mit realer µKWK-Anlage).

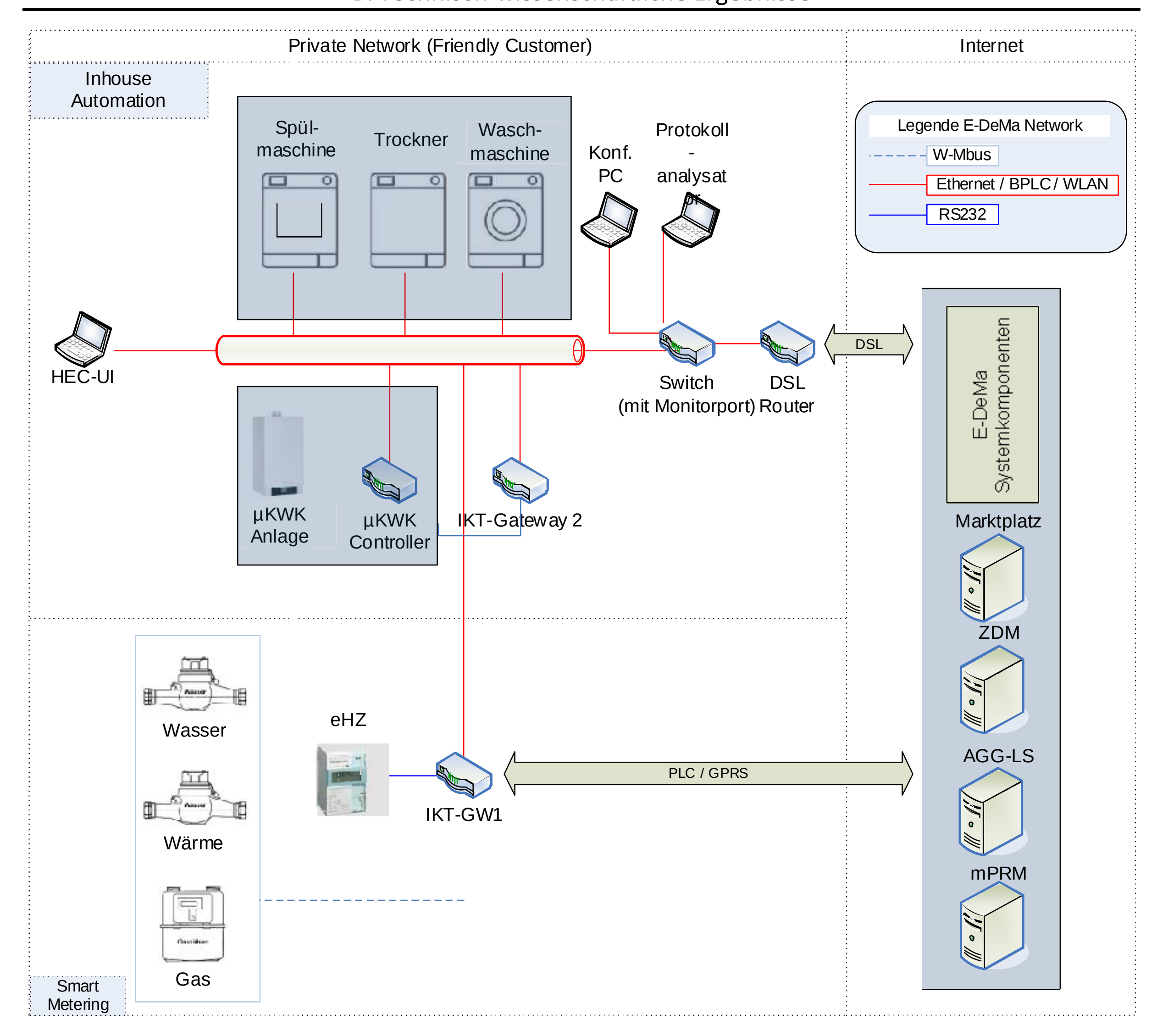


Abbildung B-87: Systemmodell Testcenter Duisburg

Innerhalb der Testcenter konnte eine vollständige Integration von Ziel-Hardware und Software vorgenommen und das Systemverhalten unter nahezu realen Bedingungen untersucht werden. Hierzu wurden umfassende Testabläufe spezifiziert, welche jeden Bereich des Systemverhaltens abdecken und eine zuverlässige Reproduktion von Systemzuständen ermöglichen. Im Testcenter Duisburg wurden die verschiedenen Komponenten der einzelnen Projektpartner einschließlich einer µKWK-Anlage der Firma Viessmann erstmals vollständig zusammengeführt.

Im Testcenter Duisburg und im Prüffeld der FH Dortmund wurden alle Systeme des Kundenhaushaltes auf ihre Interoperabilität getestet. Aufgrund der realitätsnahen Struktur, bei gleichzeitig umfassenden Analysemöglichkeiten, konnten somit verschiedene Systemverhalten herbeigeführt, untersucht und bei Optimierungsbedarf mit dem jeweiligen Projektpartner diskutiert werden. Somit ließ sich bereits vor Beginn der Feldversuchsphase eine sehr hohe Stabilität innerhalb des Gesamtsystems erreichen. Diese Testprozedur wurde vor und während dem Betrieb der Modellregion auf jedes Release der Controller-Software angewendet, um eine stetig steigende Qualität des Gesamtsystems zu gewährleisten.

Fehlfunktionen im Systemverhalten wurden unter Verwendung von Analysewerkzeugen (Netzwerk-Tracer, Software-Logging) identifiziert, untersucht und innerhalb eines Defekt-Management-Systems dokumentiert. Den Projektpartnern wurde jeweils ein Online-Zugang zu diesem System zur Verfügung

gestellt, sodass Fehlfunktionen direkt mit den zuständigen Partnern diskutiert und zeitnah Prozesse zur Korrektur eingeleitet werden konnten.

Weiterhin wurden Schulungen für Techniker, Hotline-Mitarbeiter und andere am Projekt Beteiligte erarbeitet und innerhalb der Testcenter durchgeführt, um die genannten Gruppen im Umgang mit der E-DeMa-Technik und den Fragestellungen aus Kundensicht zu schulen. Hierzu wurden auch verschiedene Anleitungen/FAQs auf Basis der in den Testcentern gesammelten Erfahrungen erstellt und den Beteiligten zur Verfügung gestellt.



Abbildung B-88: Testcenter Duisburg mit µKWK-Anlage und Warmwasserspeicher

Neben ihrer Funktion als Testumgebung wurden die eingerichteten Testcenter auch mehrfach erfolgreich zur Präsentation der Projektinhalte gegenüber der Öffentlichkeit genutzt, da hier live das Zusammenwirken aller Systemkomponenten übersichtlich und verständlich veranschaulicht werden konnte. Abbildung B-89 zeigt die Demo-Wand der SWK mit elektronischem Gas- und Wasserzähler sowie einer Simulation der Weißen Ware.

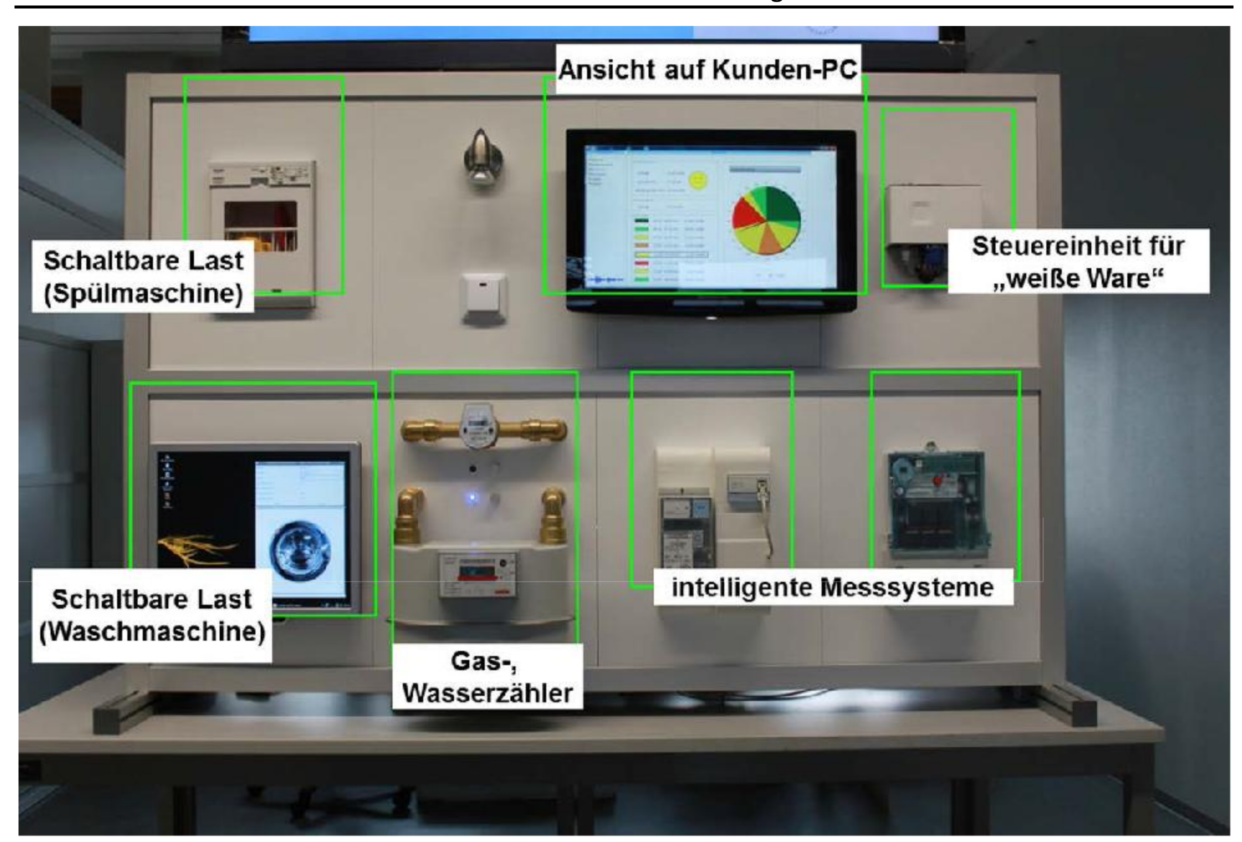


Abbildung B-89: Demo-Wand mit in Krefeld eingesetzten Multimetering-Komponenten

LiveRoom

Zusätzlich wurde im Jahr 2011 in Krefeld ein sogenannter LiveRoom (siehe Abbildung B-90) aufgebaut. Dieser wurde vor und während der Feldphase als Krefelder Test- und Schulungscenter regelmäßig genutzt. Im LiveRoom konnten praxisnahe Erkenntnisse zur E-DeMa-Inhouse-Technik, zur Anbindung der Spartenzähler (Gas/ Wasser) und zur Integration der Display-Technik gewonnen werden. Auch die Fehleranalyse stützte sich auf LiveRoom-Erfahrungen, vor allem hinsichtlich datentechnischer Herausforderungen. Der LiveRoom stand für interne und externe Interessierte offen und transportierte E-DeMa-Inhalte in anschaulicher Weise



Abbildung B-90: LiveRoom Krefeld

3.3.3 Vorarbeiten zum Aufbau der Modellregion

Um die Durchführung des Feldversuchs zu gewährleisten, waren umfangreiche Vorbereitungs- und Ertüchtigungsarbeiten zu leisten. So waren in den ausgewählten Teilen des Verteilnetzes der Teilmodellregionen für den Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur Datenkonzentratoren einzubauen und für die messtechnische Erfassung einzelner Netzstränge entsprechende Sensorik einzubringen. Im Hinblick auf die veränderte Aufgabenstellung, die die Installationsarbeiten von Kommunikations- technik im Mittel- und Niederspannungsnetz heute charakterisiert, sind seitens der Techniker und Monteure heute Qualifikationen gefordert, die durch die traditionelle Ausbildung nicht oder nur unzureichend abgedeckt wird. Daher bestand eine weitere Aufgabenstellung im Rahmen der Vorarbeiten in der Schulung des Personals, das beim Aufbau und der Betreuung des Feldversuchs zum Einsatz kommen sollte.

3.3.3.1 Ertüchtigung der Teilmodellregionen

In einem ersten vorbereitenden Schritt sind die benötigten Datenkonzentratoren und Hardware-Komponenten in das als Teilmodellregion ausgewählte Netz eingebracht worden. In der TMR Krefeld kommt AMIS-Zählertechnik zum Einsatz, um Strom- und teilweise auch Gas- und Wasserverbräuche und Zählerstände auszuweisen.

Um weitere Krefelder Teilnehmer zu gewinnen, hat sich die SWK entschlossen, zusätzliche ONS in Krefeld-Kliedbruch mit Datenkonzentratoren auszustatten. Somit sind statt drei Ortsnetzstationen, die ursprünglich für das E-DeMa-Projekt eingesetzt werden sollten, nun zwölf ONS integriert worden. Davon wurden in sechs Ortsnetzstationen auch Power-Quality-Messgeräte eingebracht.

In der Modellregion Mülheim Saarn war die vollständige messtechnische Erfassung niederspannungsseitiger Netzstränge vorgesehen. Hierzu waren drei Abgangsfelder der Umspannanlage in Saarn technisch zu ertüchtigen. Zur messtechnischen Erfassung der angeschlossenen Kunden wurden 28 Ortsnetzstationen mittels syM²-Zählern und Fernwirkkomponenten für den Projektbetrieb ertüchtigt.









Abbildung B-91: Zusatzschränke und eingebaute Messtechnik in Krefeld (oben) und Mülheim Saarn (unten)

Wie in Abbildung 3-16 im Teilbild unten links zu erkennen ist, war es häufig nicht möglich, die Messtechnik in der heute üblichen physischen Ausdehnung der Gerätschaften in die bestehenden Ortsnetzstationen bzw. Kompaktstationen selbst einzubringen, und es mussten entsprechende Zusatzgehäuse bei der Stadt Mülheim beantragt, von dieser genehmigt und errichtet werden, um die zusätzlichen Gerätschaften aufzunehmen. Hierzu waren entsprechende Ressourcen (Personaleinsatz, Betriebsmittel sowie Straßenarbeiten, d.h. insbesondere die Wiederherstellung der Oberfläche) vorzuhalten.

3.3.3.2 Qualifikation des technischen Personals und der Kundenbetreuer

Es hat sich im Rahmen der Arbeiten des Konsortiums relativ schnell herausgestellt, dass im Feldversuch bzw. zu dessen Vorbereitung umfangreiche Kompetenzen benötigt werden, die von den mit der unmittelbaren Durchführung des Feldversuchs beauftragten Konsortialpartnern im Regelbetrieb nicht oder jedenfalls nicht in einem für den Feldversuch erwarteten Umfang benötigt werden. Dies gilt insbesondere für das Einbringen der projektseitigen (Kommunikations-)Infrastruktur in die vorhandene Umgebung der breitbandigen Internetanschlüsse der Kunden, den massenhaften Einsatz von Mobilfunktechnologien sowie das Anbinden der Weißen Ware oder der µKWK-Anlagen.

Der insofern gegebenen Notwendigkeit, das für den Feldversuch vorgesehene Personal entsprechend vorzubereiten, ist das E-DeMa-Konsortium durch entsprechende Schulungen vor dem Feldversuch begegnet.

Schulungen für die Installationsphase

Im Rahmen der Installationsphase sind vor allem die durchführenden Monteure der RWE und SWK für die Installation und Integration der E-DeMa Hard- und Softwarekomponenten geschult worden. Für die Durchführung standen neben den Testcentern in Duisburg und Dortmund jeweils eigene Test- und Übungswände bzw. ein Liveroom zur Verfügung (siehe Kapitel 3.3.2). Vor allem die Inbetriebnahme und Installation des IKT-GW2 beim Kunden sowie die Integration der teilnehmenden Kunden am E-DeMa Marktplatz stellen Arbeitsaufträge dar, die mit dem heutigen durchschnittlichen Ausbildungsstand regelmäßig nicht zu bewältigen sind.

Zusammenfassend finden sich Monteure und Mitarbeiter in den E-Energy Projekten in neuen Aufgabenfeldern wieder, die die „klassische" Anbindung von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz deutlich übersteigt. Netzwerk-, Kommunikationskenntnisse sowie eine höhere Betreuungs- und Erklärungskompetenz gegenüber den Kunden müssen abgedeckt werden. Dabei müssen Monteure heute einerseits die Kommunikationskomponenten installieren, die Geräte in die E-DeMa-Infrastruktur einbinden und andererseits dem Kunden die Funktionalitäten verständlich erklären.

Schulungen für die Feldphase

Sowohl die Installation der E-DeMa-Komponenten und deren Integration in die spezifische Infrastruktur als auch die Betreuung der Kunden beim Einsatz der E-DeMa-Systeme stellt neue und vielfältige Anforderungen an Techniker und Monteure. Für die E-DeMa-Systeme wie den E-DeMa-Marktplatz aber auch die Gateways und deren Software stehen für die aktive Projektphase feste Ansprechpartner als Experten zur Verfügung. Hard- und Software-Fehlfunktionen müssen zeitnah entstört werden können.

Für die Entstörung von E-DeMa-Komponenten und Smart-Meter-Komponenten ist ein hoher Personaleinsatz notwendig. Aufgrund der Vielzahl von möglichen Störungen vor allem in der Kommunikationsinfrastruktur muss ein hohes Grundwissen über die eingesetzten Komponenten und Kommunikationsmittel vorhanden sein.

3.3.4 Systemintegration der Backend-Systeme, initiale Parametrierung und Datenbereitstellung

Die Integration der Backend-Systeme der E-DeMa-Systemarchitektur in die Bestandslandschaft der RWE-Systeme war eine wesentliche Herausforderung bei Vorbereitung und Betrieb des Feldversuchs. Höchste Anforderungen an die Systemintegration ergeben sich aus den Perspektiven:

- Datensicherheit
- Datenschutz
- Interoperabilität

Um einen unterbrechungs- und verzögerungsfreien Betrieb der Bestandssysteme im Rechenzentrum des Verteilnetzbetreibers zu gewährleisten, wurden die E-DeMa-Backend-Systeme in die DMZ (Demilitarized Zone) von RWE integriert (siehe Abbildung B-92). Hierzu waren die RWE-Bestandssysteme durch eine Erweiterung mit entsprechenden Schnittstellen für den E-DeMa-Systembetrieb zu ertüchtigen.

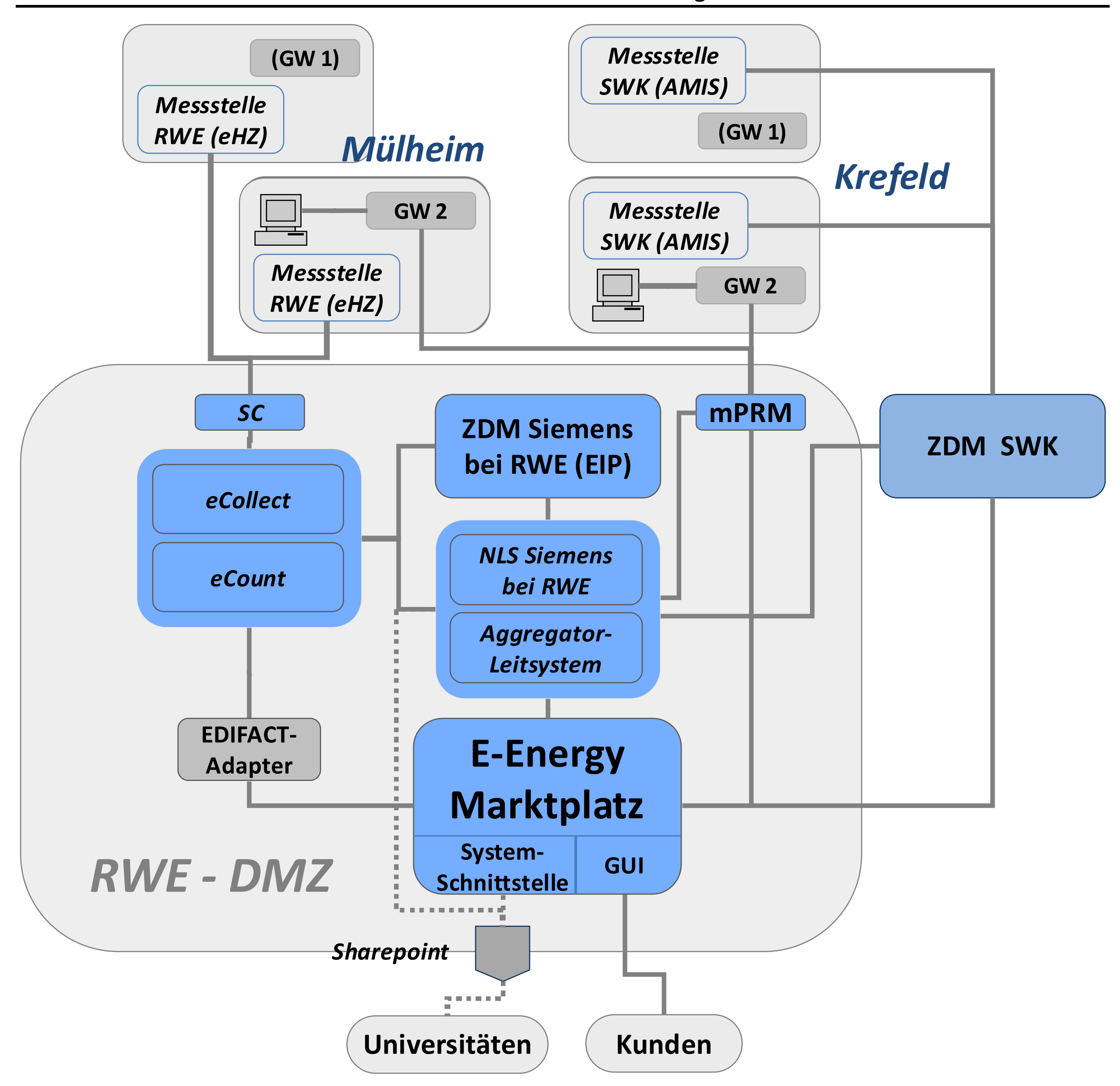


Abbildung B-92: Integrationsschema der E-DeMa-Systeme für die Teilmodellregionen Mülheim und Krefeld in die RWE-DMZ

Wie aus Abbildung B-92 ersichtlich, kommen in den beiden Teilmodellregionen unterschiedliche ZDM-Technologien sowie ZDM-Ausprägungen mit unterschiedlichen Funktionalitäten für die verschiedenen Rollen im liberalisierten Energiemarkt zum Einsatz. Dieser Einsatz unterschiedlicher ZDM-Technologien (eCount/eCollect der Firma robotron sowie EIP von eMeter/Siemens) und unterschiedlicher elektronischer Zählertechnologien (¼-h-Registerwerte aus den MUC/EHZ bei RWE bzw. ¼-h-Intervalldaten aus AMIS bei SWK) in der Modellregion ermöglichte den Projektpartnern das Testen der standardisierten Schnittstellen sowie die Überprüfung der Interoperabilität der Systeme im Betrieb. Besonders hervorgehoben sei an dieser Stelle, dass alle ZDMS in der Modellregion eine Schnittstelle für die Netzleitstelle (NLS-Schnittstelle) zur Abfrage von Lastprofilen implementieren, die von der Netzleitstelle zur Verbesserung ihrer Lastmodelle verwendet werden. Außerdem ermöglicht diese Schnittstelle die Bereitstellung der Lastprofile für die Forschungszwecke der Universitäten. Dazu holt ein auf dem NLS-Rechner laufender Client täglich die Lastprofile und pseudonymisiert die Zählpunktbezeichnungen mit einer sicheren One-Way-Hashfunktion spezifisch für die einzelnen Universitäten, wodurch den Anforderungen des Datenschutzes Rechnung getragen wird.

Für den realen Produktivbetrieb in der Modellregion benötigen die E-DeMa-Systeme Stammdaten wie die Kunden-IP, Zählernummern, Geräteausstattung usw. Üblicherweise werden solche Informationen von diversen stammdatenführenden Systemen wie z.B. einem SAP-CIM (Customer Information Management) oder einer Geräteverwaltung bereitgestellt, die zu diesem Zweck an die jeweiligen Systeme angebunden werden. Eine solche Anbindung ist jedoch in der Praxis nur im Rahmen zeit- und kostenintensiver Integrationsprojekte möglich. Daher wurde für den E-DeMa-Modellversuch ein einfacherer, auf einem Excel-Template basierender Ansatz zum initialen Stammdatenimport in das Marktplatzsystem als auch die ZDMs gewählt.

Zum Aufbau der Simulationsumgebungen der Universitäten und der weiteren E-DeMa-Systemlandschaften wurden die benötigten Daten und Informationen über die Netztopologie in Krefeld und Mülheim, sowie die Zählpunkte in anonymisierter Form zur Verfügung gestellt. Um den Datenschutzanforderungen zu entsprechen und eine Nicht-Zusammenführbarkeit der Datensätze unterschiedlicher Datennutzer zu gewährleisten, wurde zur Datenbereitstellung der E-DeMa-Sharepoint eingerichtet (siehe Abbildung B-92).

Der E-DeMa-Sharepoint stellt die statische Datenbereitstellung der Netztopologien und Daten zur Errichtung der Simulationsumgebungen der Hochschulen im Vorfeld und der Startbasis des E-DeMa-Marktplatzes dar. Die Datenlieferungen gemäß Forschungsinteressen und Verarbeitung am E-DeMa-Marktplatz zur Visualisierung von verbrauchs- und kundenspezifischen Daten werden in die IT-Landschaft eingebettet und die notwendigen Schutzmaßnahmen errichtet, um einen Fremdzugriff auf sensible Daten zu unterbinden. In das Forschungsvorhaben sind unterschiedliche Lehrstühle mit unterschiedlichen Forschungsinteressen involviert. Aufgrund des unterschiedlichen Forschungsschwerpunktes sind nicht alle und nicht zwingend die identischen Datensätze für die beteiligten Lehrstühle von Interesse. Dieser Umstand ermöglicht grundsätzlich eine differenzierte Datenweitergabe durch die Rhein–Ruhr Verteilnetz GmbH (heute Westnetz GmbH).

Beginn der Datenbereitstellung

Nachdem die Akquise der Teilnehmer und die Installation der entsprechenden Messeinrichtungen und sonstigen Komponenten in beiden Teilmodellregionen Anfang März 2012 beendet wurde, konnte der eigentliche Feldversuch beginnen. Hierzu sind von den erfolgreich technisch erschlossenen und in die E-DeMa -Infrastruktur integrierten Kunden Daten an die zwischenzeitlich ebenfalls bereitgestellten Zählerdatenmanagement- und sonstigen E-DeMa-Backend-Systeme übermittelt worden. Diese kommunizieren mit einer extra für diesen Zweck eingerichteten Datenbank, die die Basis für die Datenbereitstellung des Projekts darstellt. Diese Datenbank erzeugt täglich einen Datensatz pro Projektpartner. Dabei entspricht der den einzelnem Projektpartner übermittelte Datensatz, den Datenweitergabe-Regelungen, die mit den Teilnehmern am Feldversuch vereinbart waren, und den ex ante angeforderten und dokumentierten Daten seitens des einzelnen Projektpartners für die notwendigen Forschungs- und Simulationsvorhaben.

3.3.5 Einbau der E-DeMa-Technologie in den teilnehmenden Haushalten

Die Installation und Inbetriebnahme der E-DeMa-Komponenten umfasst die Einbringung der E-DeMa-Komponenten bei den Kunden mit Basisausstattung (IKT-GW1) bzw. Automatisierungslösung (IKT-GW2) und die Inbetriebnahme durch die Anbindung der Komponenten an die E-DeMa-IT-Systeme. Bei Kundenhaushalten mit Basisausstattung beinhaltet dies die Einbringung des intelligenten Messsystems

(eHZ + MUC in Mülheim; AMIS in Krefeld) sowie die Anbindung der Visualisierung. Bei Kunden mit Automatisierungsausstattung sind neben dem intelligenten Messsystem das IKT-GW2 und die anzusteuernde Weiße Ware (Waschmaschine und Wäschetrockner oder Geschirrspülmaschine) und bei insgesamt 13 Kunden die die µKWK-Anlage einzubringen.

Der Aufbau und die Integration der E-DeMa-Geräte in beiden Modellregionen sowie die Ertüchtigung der Haushalte mit Kommunikationsinfrastruktur zeigten sich in der Regel als Individuallösungen. Ort des Zählerplatzes, Aufbau und Ausführung des Zählerschranks sowie zu überbrückende Inhouse-Strecke sind von Liegenschaft zu Liegenschaft unterschiedlich. Eine technische Vorab-Prüfung der Bedingungen des Haushaltes, GPRS-Empfang und Inhouse-Kommunikationsstrecke vom Zählerplatz zum Kundennetzwerk waren zur Ertüchtigung von Haushalten unumgänglich. So schieden eine Reihe von Testhaushalten bei der Vorabprüfung aus dem Feldversuch aus, da technische Anforderungen nicht erfüllt werden konnten. Wesentliche Gründe hierfür waren:

- GPRS-Erreichbarkeit des Gateways nicht gegeben (Beispiel: Zählerschränke befanden sich in einer Tiefgarage)
- Konnektivität zwischen Zählerschrank und Wohneinheit über BPLC nicht herstellbar (Dämpfungs-/Reflexionsproblematik der Haus-Installation, kein Hutschienenplatz im Zählerschrank vorhanden usw.)

Nach abgeschlossener Installation der Anlagen und der IKT-Komponenten erfolgte die Erstinbetriebnahme, die Herstellung der Kommunikationsverbindungen und die Registrierung des IKT-Gateways des jeweiligen Kundenhaushalts bei den E-DeMa-Backend-Systemen nach einer festgelegten Inbetriebnahmeprozedur. Jeder Inbetriebnahmevorgang wurde ausführlich protokolliert und die Besonderheiten bei Installation und Inbetriebnahme dokumentiert.

Mit einer Einweisung der Mitglieder des jeweiligen Haushalts in die Bedienung der Anlagen und Geräte wurden die E-DeMa-Geräte in den Produktivbetrieb des jeweiligen Haushalts übergeben.

Anbindung IKT-GW2-Ausstattung (weiße Ware, µKWK Anlage)

Im IKT-GW2-Bereich wurden bei insgesamt 107 Teilnehmern eine Kombination aus Waschmaschine und Wäschetrockner oder Geschirrspüler in die Haushalte eingebracht. Die steuerbare Weiße Ware nutzt dabei das IKT-GW2, um Signale aus dem E-DeMa-Backend-System zu empfangen und umzusetzen. Neben der Anbindung des Zählerplatzes an das Heimnetzwerk muss eine zusätzliche Kommunikationsstrecke vom IKT-GW2 zu den anzusteuernden Geräten der Weißen Ware aufgebaut werden.

Insgesamt 13 Kunden (davon zwei in der Teilmodellregion Krefeld) aus dem IKT-GW2-Bereich wurden zusätzlich mit einer Viessmann µKWK-Anlage ausgestattet. Die vormalige Heizungsanlage wurde gegen das Viessmann Gerät und eine 300 l Speichereinheit ausgetauscht.





Abbildung B-93: Eingebaute µKWK-Anlage bei einem E-DeMa-Kunden in Krefeld

Eine weitere Kommunikationsstrecke vom IKT-GW2 zur µKWK-Anlage ist notwendig. Nur Haushalte mit einem ausreichenden Platzangebot im Heizraum und einem hinreichenden Wärmeabsatz im Haushalt sind für die µKWK-Anlage geeignet.

Umsetzung der Display-Lösung als direktes Kundenfeedback in der Teilmodellregion Mülheim

In der Teilmodellregion Mülheim wurde eine reine Inhouse-Datenkommunikation zwischen Display und IKT-GW1 realisiert (siehe Kap. II.2.3). Die Display-Applikation wurde auf einem Android-Tablet umgesetzt, die über eine WLAN/PLC-Verbindung direkt vom haushaltsseitigem IKT-GW1 die erforderlichen Daten zur Visualisierung des aktuellen Energieverbrauchs sowie der Tarife des gewählten Musterprodukts abruft. Wie in umfangreichen Tests im E-DeMa-eigenen Prüffeld der FH Dortmund nachgewiesen, zeigte sich die Visualisierungslösung einerseits im Hinblick auf die eingesetzten Hardwarekomponenten und die Kommunikationstechnik zuverlässig und andererseits bzgl. der realisierten Applikation auf dem Tablet-PC als sehr anwenderfreundlich und gegenüber Fehlbedienungen robust.

Im März 2012 wurden in der Modellregion Mülheim 435 Haushalte (IKT-GW1 Kunden) mit dieser Display-Lösung ausgestattet. Hierzu wurde jeweils ein weiterer Vor-Ort-Installationstermin vereinbart, da die Technologie jedenfalls aus Sicht der teilnehmenden Kunden noch keinen plug-and-play-Status erreicht hatte. So war es bspw. notwendig, das „Sendemodul" in den Zählerschrank einzubringen und eine für das Empfangsmodul geeignete Steckdose, die auch den Interessen des Teilnehmers entsprach, zu identifizieren. Die teilmodellregion-spezifische Display-Lösung umfasste sowohl die Kommunikationskomponenten (PLC-/WLAN-Adapter) inkl. Android-Tablet und die für diese Lösung entwickelte EnergyDisplayApp. Die in E-DeMa entwickelte Display-Lösung ist zukunftsfähig und wird in Nachfolgeprojekten weiterentwickelt. Neben der Entwicklung/Umsetzung und Unterstützung bei dem Betrieb in der Modellregion wurden auch Schulungen für Techniker und Mitarbeiter des Hotline-Support durchgeführt, damit diese auf Fragen der Nutzer entsprechend eingehen konnten.

Im laufenden Feldversuch selber wurden aufgrund verschiedener Störungsmeldungen und Support-Anfragen Verbesserungen und Aktualisierungen für die realisierte Applikationssoftware zur Verfügung gestellt und in insgesamt 4 Updates auf die Tablet-PCs in den Haushalten verteilt. Die Verteilung der

Updates erfolgte zu Beginn der Feldphase per Speicherkarte, die durch die Kunden dann selbst installiert werden konnten (Customer Self Service). Im späteren Verlauf des Feldtests wurden die Updates per E-Mail verteilt und dann von den Kunden auf die Tablet-PCs übertragen.

Umsetzung der Display-Lösung als direktes Kundenfeedback in der Teilmodellregion Krefeld

Für die SWK -Display-Ausgestaltung wurde eine serverbasierte Lösung gewählt: Es wird eine Digi-Plattform genutzt, um den am Feldtest teilnehmenden Haushalten Echtzeitdaten zum Stromverbrauch und ggf. zum Wasser- und Gasverbrauch (Zählerstände) kundenfreundlich auf einem Tablet-PC oder Smart Phone bereitzustellen sowie die dynamischen Strompreise zu visualisieren (siehe Kap. II.2.3).

Diese für den Kunden einfache Visualisierung ist keine Inhouse-Lösung. Somit galt es, die Kunden datenschutzrechtlich über diesen Sachverhalt aufzuklären. Eine entsprechende Kundeninformation, in der verdeutlicht wird, dass die Daten vom intelligenten Messsystem nicht direkt an das Display gesendet werden (sondern an einen externen Server), musste der Kunde vor Installation unterschreiben.

Im März / April 2012 mailte die SWK sämtliche IKT-GW1-Kunden in Krefeld an. In dieser E-Mail wurde das Display in seiner Funktion per Foto vorgestellt und den IKT-GW1-Kunden kostenfrei angeboten. Wenn die Kunden Interesse bekundeten, verabredeten SWK-Techniker einen Einbautermin. Die Installation des Displays im Kundenhaushalt dauerte ca. eine Stunde und verlief grundsätzlich ohne technische Probleme.

Insgesamt sind 65 Displays in IKT-GW1-Haushalten eingebaut worden. Das heißt, von den 115 IKT-GW1-Kunden haben sich mehr als die Hälfte für ein Display entschieden, das nach dem Feldtest im Haushalt verblieb. Diese Display-Technik hat im Realeinsatz überzeugt, es gab keine nennenswerten Störungsmeldungen.

Bewertung der Erfahrungen mit den Display-Lösungen in den Teilmodellregionen

Aus Sicht des Projekts E-Dema lässt sich mit Blick auf die beiden im Projekt eingesetzten Display-Lösungen folgendes feststellen bzw. ist die folgende Bewertung abzugeben:

- Die technische Machbarkeit zweier, spezifischer Ansätze konnte demonstriert werden, wobei beide Technologien individuelle Vor- und Nachteile haben, wie sie hier dargelegt wurden.
- Das Einbringen der Display-Lösungen in grundsätzlich für die Teilnahme am Projekt „präqualifizierte“ Haushalte (Wohnhäuser mit 1-2 Familien, keine größeren Wohnblocks) war trotz aller Vorbereitung aufwändig bzw. betreuungsintensiv, d.h. die Hotline hatte zumindest in Bezug auf die Teilmodellregion Mülheim eine ganze Reihe von Anfragen zu bearbeiten (vgl. Abschnitt 3.3.6.1.)
- Festzustellen ist auch, dass trotz der eingetretenen Preisdegression für eine ganze Reihe von IKT-Komponenten, die zur Etablierung einer Display-Lösung benötigt werden, derzeit noch vglw. hohe Kosten pro Installation zu erwarten stehen. Diese Einschätzung gilt insbesondere, wenn der in E-DeMa fokussierte Teil des Gebäudebestands erweitert werden sollte.

Zusammenfassend hält E-DeMa an der Idee eines direkten und unmittelbaren Kunden-Feedbacks zum Verbrauchsverhalten fest und hält diese für zielführend (hierfür sprechen nicht zuletzt die Ergebnisse der Kundenakzeptanzforschung vgl. Kapitel 4.2.2.3 Es bedarf in den kommenden Jahren und Entwicklungsschritten aber noch weiterer, umfangreicher Anstrengungen, um derartige Technologien soweit

zu entwickeln, dass sie massenmarkt- bzw. wirklich plug-and-play-fähig sind.[104] In Nachfolgeprojekten wird die Display-Lösung von E-DeMa weiterentwickelt. Zudem entspricht der Lösungsansatz zur Visualisierung und Aufbereitung von Zählwerten dem Zeitgeist, der der durch die technologische Entwicklung von Smart Phones und Tablet-PCs stark gefördert wird. Die weitere Degression der marktgängigen Hard- und Software wird diesen von E-DeMa genutzten Trend verstärken.

3.3.5.1 Begleitung des Feldversuchs – Betreuung der Teilnehmer

Angesichts der großen Anzahl der zu erwartenden Teilnehmer, der Komplexität der Projektanforderungen an die teilnehmenden Haushaltskunden (komplexe Stromtarife, innovative Technologien wie intelligente Weiße Ware, µKWK-Anlage, Home-Automation) und der Tatsache, dass mit dem IKT-GW2 ein Prototyp eingesetzt wurde, musste der Feldversuch durch entsprechend geschultes Personal begleitet werden. Insbesondere wurde in der Akquisephase aber auch darüber hinaus mit einer Vielzahl von hochindividuellen Kundenanfragen gerechnet. Um diese Kundenanfragen zu bearbeiten und ggf. an die technischen Einheiten, die mit der Durchführung des Feldversuchs betraut waren, weiterzuleiten, wurde ein zweistufiges Teilnehmer-Support-Konzept entwickelt, dessen wesentliche Komponente die Einrichtung einer speziellen E-DeMa Hotline war. Diese Hotline hatte dabei die Aufgabe, als klassischer First-Level-Support zu wirken, d.h. telefonische Anfragen, Emails und in Vorbereitung des Feldversuchs auch Schriftstücke der Teilnehmer (Teilnahmevereinbarungen) entgegen zu nehmen, zu bearbeiten und bei bestimmten Fällen an einzelne Projektpartner weiter zu leiten. Abbildung B-94 zeigt beispielhaft den Bearbeitungsprozess einer Kundenanfrage zur Weißen Ware unter Einbezug der E-DeMa-Hotline.

[104] Hierzu gibt es in der Dissemination des E-DeMa-Projekts eine Reihe erfolgversprechender Ansätze.

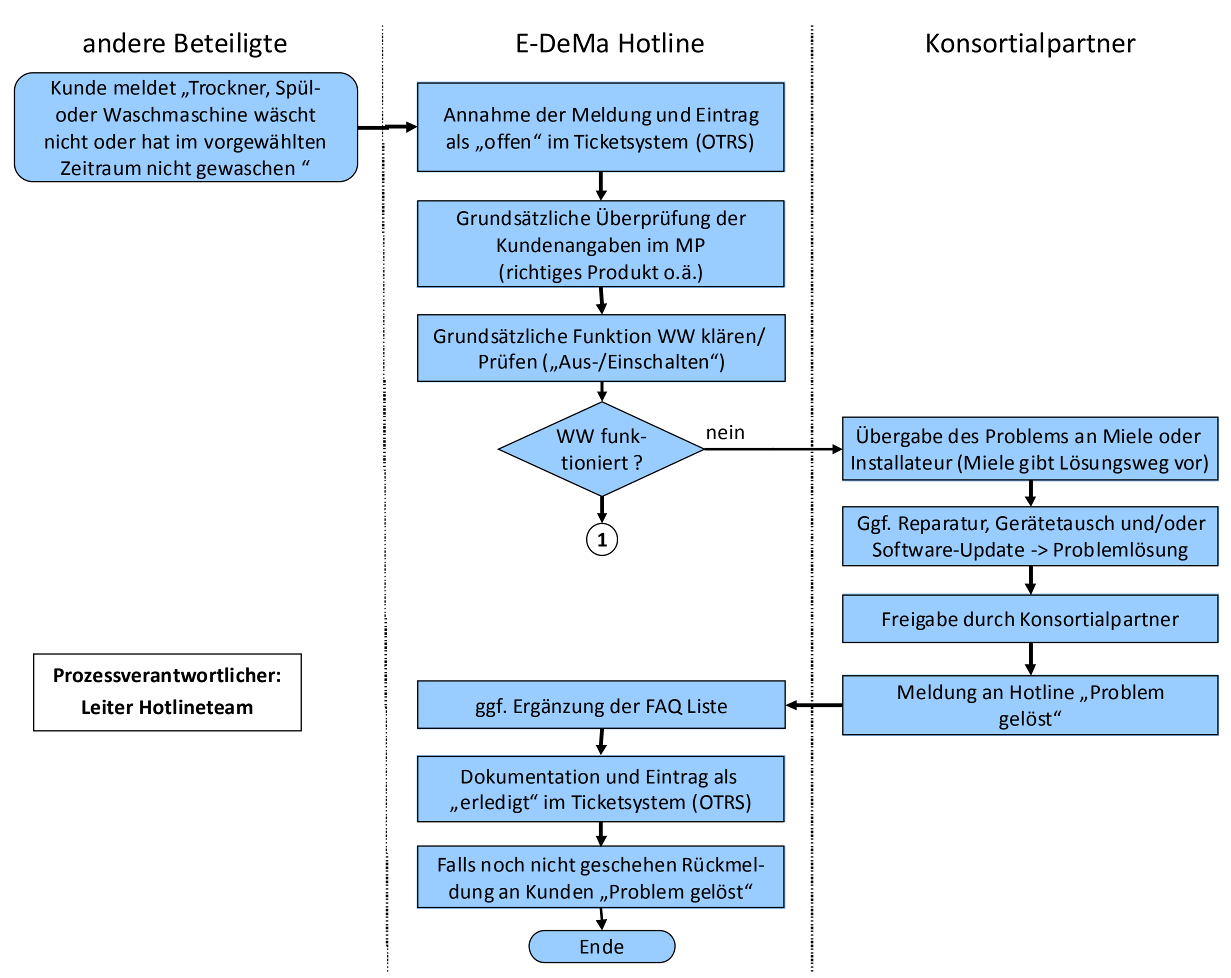


Abbildung B-94: Prozess Funktionsstörung der Weißen Ware unter Einbezug der E-DeMa Hotline als First-Level-Support

3.3.5.2 Hotline

Um von Beginn der Teilnehmerwerbung an zu gewährleisten, dass den E-DeMa-Teilnehmern ein fester Ansprechpartner zur Verfügung steht, wurde schon während der Akquisephase eine kostenfreie E-DeMa-Hotline eingerichtet, die während der aktiven Projektphase von Montag bis Freitag von 10 bis 19 Uhr zu erreichen war. Das Hotline-Team wurde durch Werksstudenten mit den Studienschwerpunkten Energietechnik, Informations- und Kommunikationstechnik sowie Elektrizitätswirtschaft gebildet. Diese Besetzung stellte sich im Projektverlauf als vorteilhaft heraus, da das Team durch entsprechendes Hintergrundwissen auch weiterführende Fragen der Teilnehmer kompetent beantworten konnte. Vor dem Beginn der aktiven Projektphase hat das gesamte Hotline-Team intensive theoretische und technische Schulungen durchlaufen. Neben den Kundenhandbüchern und technischen Dokumentationen der im Feld eingesetzten technischen Geräte standen dem Hotline-Team drei wesentliche Tools zur umfassenden Betreuung der Teilnehmer zur Verfügung:

1) Durch eine **IKT-GW1-Demowand** konnten bezüglich der Teilmodellregion Mülheim Fragestellungen zu bestimmten Kontrollleuchten am MUC oder Verbindungsprobleme des WLAN-Adapters praxisnah beantwortet werden
2) Das damit verbundene **Display** mit entsprechender Software für die Modellregionen Mülheim bzw. Krefeld ermöglichte den Hotline-Mitarbeitern eine Schritt-für-Schritt Erläuterung bestimmter Bedienfolgen am Gerät. So konnten auch weitergehende Fragen etwa zur Displayhelligkeit, dem Touchscreen oder der WLAN-Konfiguration umfassend geklärt werden

3) Über einen erweiterten **Zugang zum E-DeMa-Marktplatz** wurde es den Hotline-Mitarbeitern zudem ermöglicht, sich als Teilnehmer zu maskieren. Damit war es möglich, auch Fragen zu einzelnen Lastgängen oder Kosten direkt nachzuvollziehen und zu beantworten







Abbildung B-95: IKT-GW1 Demowand, Display und E-DeMa-Marktplatzzugang in der Teilmodellregion Mülheim

Neben der Dokumentation eingehender Anrufe wurde auch der komplette Mailverkehr in einem zentralen Ticketsystem abgebildet. In einem Ticket wurde dabei der vollständige Kommunikationsprozess zwischen Anfrage und Problemlösung und somit auch der Einbezug technischer Projektpartner dokumentiert.

Um einen Wissensaustausch bzw. Wissenssicherung zwischen der täglich wechselnden Besetzung der Hotline durch die Werksstudenten zu sichern, wurden interne FAQs als erweiterte Funktion des Ticketsystems eingerichtet, die ständig aktualisiert wurden. Diese umfassten häufige und aktuelle Fragestellungen und mögliche Lösungswege sowie Ansprechpartner.

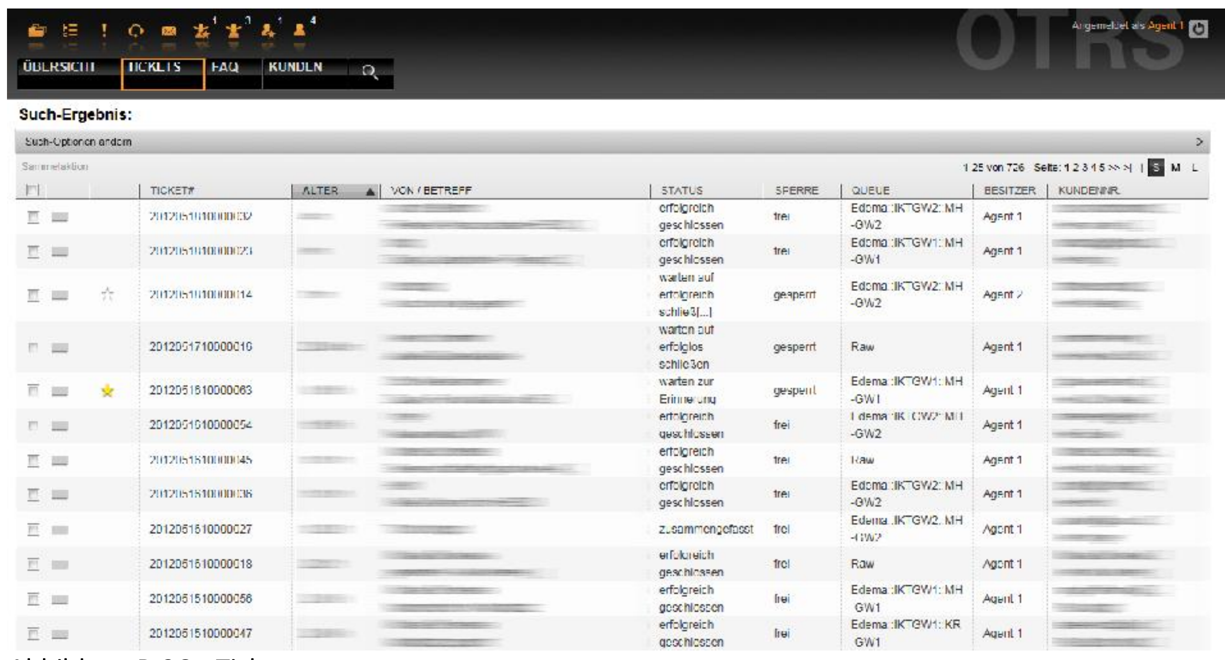


Abbildung B-96: Ticketsystem

Insgesamt wurden im Laufe der Projektlaufzeit 1452 Tickets (Stand Abschluss aktive Projektphase) bearbeitet, davon

- IKT-GW1 Mülheim: 733
- IKT-GW1 Krefeld: 162
- IKT-GW2 Mülheim: 511
- IKT-GW2 Krefeld: 46 (davon 12 Hotline-Tickets und 34 direkte SWK-Betreuungen, d.h. der Kunde hat direkt bei der SWK angerufen).

Somit lag allein der Betreuungsaufwand (nicht der Installations- oder Rückbauaufwand) im GW1-Bereich in den neun Monaten des Feldversuchs bei durchschnittlich 1,4 Hotline-Kontakten pro Krefelder und Mülheimer Kunde. Im kontaktintensiveren GW2-Bereich - in Mülheim und Krefeld – waren dies durchschnittlich bis zu 5 Tickets pro Kunde.

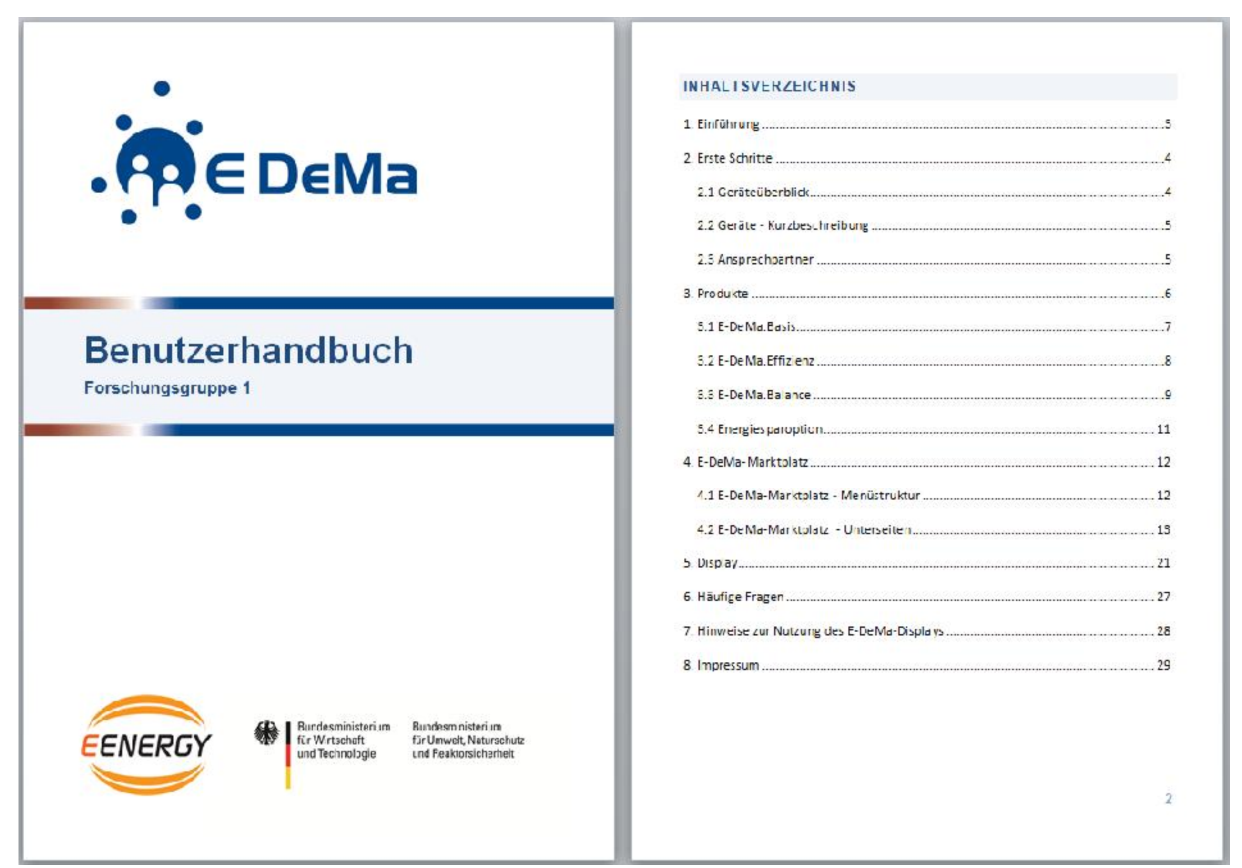
Im IKT-GW1-Bereich dominierten sowohl in Mülheim als auch Krefeld Anfragen zum E-DeMa-Marktplatz (hier auch Fragen zu Zugangsdaten) sowie in Mülheim zum Display. Die meisten Tickets im Bereich IKT-GW2 beinhalteten Fragestellungen zum HECUI und der Weißen Ware, während der E-DeMa-Marktplatz hier im Vergleich weniger Gegenstand der Anfragen war.

3.3.5.3 Benutzerhandbücher

Um den E-DeMa-Kunden während des Feldtests Orientierung und Motivation zu geben bzw. die Teilnehmer in die Lage zu versetzen, einfache Fragen und Probleme selbst zu klären, wurden E-DeMa-Benutzerhandbücher konzipiert. Diese Handbücher hatten darüber hinaus die Aufgabe, die in der konsortialen Arbeit entstandenen technischen Dokumentationen und Beschreibungen so aufzubereiten, dass sie für die Teilnehmer verständlich waren bzw. das jedem Teilnehmer eine Gesamtdokumentation des Projektes vorlag. Dabei waren die Benutzerhandbücher, die jeweils ca. 30 Seiten hatten, zielgruppenspezifisch ausgerichtet, d.h. es wurden in Zusammenarbeit mit den für den Feldversuch in den beiden Teilmodellregionen verantwortenden Konsortialpartnern insgesamt vier Handbücher entworfen und durch das Konsortium abgenommen:

- IKT-GW1-Kunden in Mülheim
- IKT-GW1-Kunden in Krefeld
- IKT-GW2-Kunden in Mülheim
- IKT-GW2-Kunden in Krefeld

Die Handbücher beschreiben jeweils die technischen Grundlagen, die Marktplatzfunktionen, ggf. die HECUI- bzw. Display-Visualisierungen und natürlich die kundenspezifischen E-DeMa-Produkte. Somit waren die Benutzerhandbücher nicht nur von hohem Kundennutzen, sondern auch als internes Schulungsmaterial effektiv einsetzbar.


E DeMa

Benutzerhandbuch

Forschungsgruppe 1

EENERGY

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

INHALTSVERZEICHNIS

2

Abbildung B-97: E-DeMa-Benutzerhandbuch IKT-GW1

So konnte den technischen Unterschieden in den zwei Teilmodellregionen Rechnung getragen werden. Die Teilnehmer hatten über einen kontextsensitiven Hyperlink am E-DeMa-Marktplatz Zugriff auf die Handbücher, wobei jeder E-DeMa-Kunde jeweils nur das für ihn relevante Handbuch einsehen konnte.

3.3.5.4 Erfolgsnachweise

Da den Teilnehmer nur virtuelle E-DeMa-Produkte angeboten wurden, musste eine produktunabhängige Incentivierung für die Kundenteilnahme erfolgen. Im Rahmen des Marketing-Konzepts wurde ein von den Produkten unabhängiges Belohnungssystem der Teilnahme geschaffen, das sowohl den individuellen Erfolg einzelner E-DeMa-Kunden als auch den gemeinschaftlichen Erfolg für die Kunden darstellen kann. Hierzu hat das E-DeMa-Konsortium das Konzept des Erfolgsnachweises entwickelt, welches wiederum eng mit der Ausgestaltung der Musterprodukte und deren Ausrichtung auf „Lastverlagerungen“ etc. verbunden ist.

Individueller Einzelerfolgsnachweis

Im laufenden Feldversuch wurden die E-DeMa-Kunden daher monatlich durch individuelle Erfolgsnachweise, welche am Marktplatz einsehbar waren, darüber informiert, wie ihr Verbrauchsverhalten sich vom durchschnittlichen Verbrauchsverhalten eines Haushaltskunden unterscheidet. Als Vergleichsgrundlagewurde das H_0-Standardlastprofil, skaliert mit dem Tagesverbrauch des Kunden, herangezogen. Im Erfolgsnachweis wurden dem Kunden dann je Tarifzone der Mehr- oder Minderverbrauch in kWh und die Mehr- oder Minderkosten in € gegenüber dem Vergleichsprofil visualisiert. Hierbei wurde jedoch auch stets darauf hingewiesen, dass es sich nur um fiktive Kosten in der E-DeMa-Umgebung handelt und dem Teilnehmer somit weder tatsächlich Mehrkosten entstehen, noch Minderkosten tatsächlich erstattet bekommen würden. Dieses Vorgehen sollte die Kunden auch dazu ermuntern, sich offensiv mit den Möglichkeiten der Produktwahl auseinanderzusetzen und über einen

bestimmten Zeitraum die einzelnen Produkte auszuprobieren. Hierdurch erhalten die Kunden auch ein Gefühl dafür, welche Produktgestaltung zu ihrem (bewussten) Verbrauchsverhalten mehr oder weniger gut passt.

Ein Beispiel des monatlichen Einzelerfolgsnachweises findet sich in Abbildung B-98.



Einzelerfolgsnachweis | 01.01.2012
E-DeMa-Hotline: 0800-3378427

E-DeMa-Einzelerfolgsnachweis vom 01.01.2012
- Detailansicht -

Dies ist die Detailansicht zum Stromverbrauch und den daraus berechneten Stromkosten im Erfassungszeitraum 01.12.2011 - 31.12.2011 aufgeschlüsselt nach den Tarifen** des von Ihnen gewählten Produktes E-DeMa.Effizienz.Spar.

Steht bei der Differenz ein positiver Wert, haben Sie in den Zeiten, zu denen der angegebene Tarif gültig war, weniger Strom verbraucht und somit geringere Kosten verursacht als Ihr Vergleichskunde. Steht dort ein negativer Wert bedeutet dies, dass Sie in den Zeiten, zu denen das angegebene Produkt gültig war, mehr Strom verbraucht und damit höhere Stromkosten verursacht haben als Ihr Vergleichskunde.

Übersicht Stromverbrauch	Verbrauch ST [kWh]	Verbrauch NT [kWh]	Verbrauch HT [kWh]	Verbrauch HHT1 [kWh]	Verbrauch HHT2 [kWh]	Gesamtverbrauch [kWh]
Ihr Stromverbrauch	2,35	2,30	7,63	2,81	4,66	19,75
Stromverbrauch Vergleichskunde	2,05	2,13	7,45	3,15	4,97	19,75
Differenz	-0,30	-0,17	-0,18	+0,34	+0,31	0,00

Übersicht Stromkosten	Kosten ST [€]	Kosten NT [€]	Kosten HT [€]	Kosten HHT1 [€]	Kosten HHT2 [€]	Gesamtkosten [€]
Ihre Stromkosten	0,20	0,20	1,65	0,89	1,71	4,63
Stromkosten Vergleichskunde	0,15	0,18	1,62	1,00	1,82	4,77
Differenz	-0,03	-0,02	-0,03	+0,11	+0,11	+0,14
					Differenz (prozentual)	+2,94%

** Schwachlasttarif (ST): 7,49 ct/kWh
Nebentarif (NT): 8,49 ct/kWh
Haupttarif (HT): 21,69 ct/kWh
Hochtarif 1 (HHT1): 31,69 ct/kWh
Hochtarif 2 (HHT2): 36,69 ct/kWh

E-DeMa-Projekt

Konsortium: RWE Deutschland AG, SWK Stadtwerke Krefeld AG, Siemens AG, Miele & Cie. KG, ProSyst Software GmbH, Technische Universität Dortmund, Ruhr-Universität Bochum, Universität Duisburg Essen, Fachhochschule Dortmund

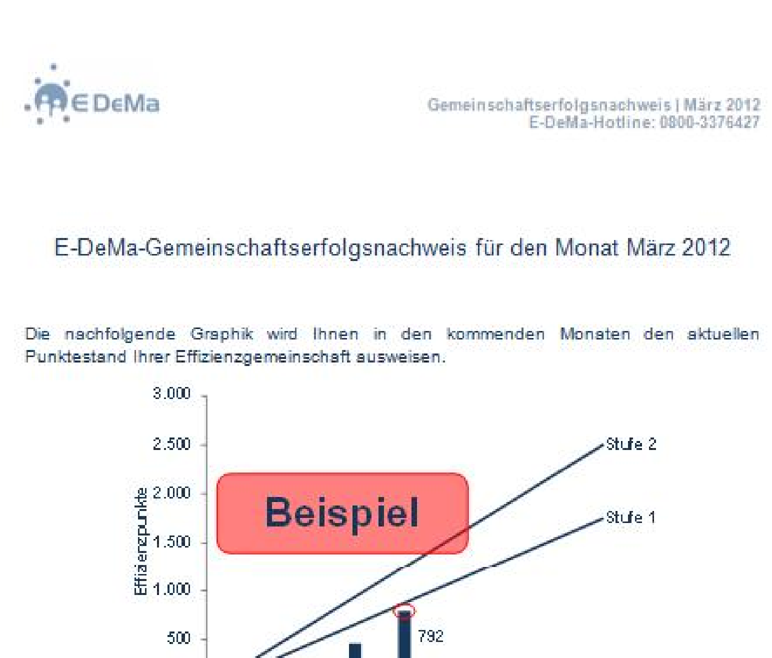
Seite 3 von 3

gefördert durch:

Abbildung B-98: Exemplarische Darstellung eines Einzelerfolgsnachweises

Analog zur gesellschaftlichen Aufgabe der Energiewende war auch der „Lohn der Teilnahme“ für die E-DeMa-Kunden nur gemeinschaftlich zu erreichen – denn die ausgelobten und seitens des Konsortiums kommunizierten Prämien, welche die Teilnehmer für karitative oder energetische Belange in ihrer unmittelbaren Umgebung im Rahmen des „Planspiels“ erwirtschaften konnten, waren direkt abhängig vom erreichten, gemeinschaftlichen Erfolg. Um die hier erreichten Zwischenstände für die Teilnehmer

zu dokumentieren und so ggf. zusätzliche Anstrengungen für das Projektziel zu motivieren, erhielten die Teilnehmer jeder Teilmodellregion ebenfalls monatlich einen Gemeinschaftserfolgsnachweis (siehe Abbildung B-99). Dieser war ebenfalls am Marktplatz einzusehen und stellt eine Kumulation der Einzelerfolgsnachweise dar. Der Gemeinschaftserfolgsnachweis ist insofern wesentlicher Ausdruck des Community-Gedankens von E-DeMa und dient zudem als motivierendes Feedback.



Die Balken zeigen die aufaddierten Punkte der Effizienzgemeinschaft für die bisherigen Monate.

Wenn die Effizienzgemeinschaft Mülheim Saam 1.750 Effizienzpunkte erwirtschaftet, ist die Erfolgsstufe 1 erreicht. Mit 2.500 Effizienzpunkten wird die Erfolgsstufe 2 erreicht.

Die Erfolgsstufe 1 bedeutet, dass die RWE ein Energieeffizienzprojekt in Mülheim an der Ruhr mit 15.000 Euro fördern wird. Bei Erreichen der Erfolgsstufe 2 steigt die Förderung sogar auf 25.000 Euro.

Ihr E-DeMa-Team wünscht Ihnen und der Effizienzgemeinschaft Mülheim Saam auch weiterhin viel Spaß und Erfolg bei Ihren Anstrengungen zu einem energieeffizienten Verhalten.



Abbildung B-99: Beispiel für einen Gemeinschaftserfolgsnachweis

3.4. Wesentliche Ergebnisse des Feldversuchs in wirtschaftlicher und technischer Hinsicht (Szenario 2020)

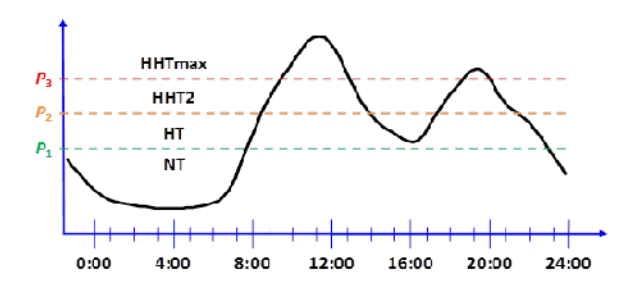
Im Folgenden werden die aus Sicht des E-DeMa-Konsortiums wesentlichen Ergebnisse des Feldversuchs in wirtschaftlicher sowie technischer Hinsicht bzw. mit Blick auf das Szenario 2020 dargestellt. Diese bestehen im Wesentlichen aus Erkenntnissen, die das Konsortium bei der Umsetzung seiner Systemspezifikation im Feld gemacht hat. Diese lassen gewisse Rückschlüsse auf diejenigen Veränderungen in den Rahmenbedingungen wie Standardisierungen usw. zu, die bis etwa zum Jahr 2020 durch E-DeMa bzw. als Gemeinschaftsaufgabe von IKT- und Energiewirtschaft zu leisten sind, um das Szenario 2020, wie es in diesem Bericht skizziert wurde, technisch möglich zu machen. Zu beachten ist, dass nach den Erkenntnissen von E-DeMa eine derartige Veränderung der Rahmenbedingungen zwar eine notwendige aber noch keine hinreichende Bedingung für eine erfolgreiche Umsetzung der Konzeptionen ist. Ohne dass bestimmte technische Restriktionen, denen sich das Konsortium im Feldversuch noch verpflichtet sah, beseitigt werden, wird eine weitreichende Flexibilisierung des Verbrauchs etc. nicht gelingen.

3.4.1 Erkenntnisse in Bezug auf die Produkte im Feldtest

Nach den ersten Monaten des Feldtests wurde festgestellt, dass viele Feldtestkunden mit den Musterprodukten E DeMa.Balance und E-DeMa,Balance.Spar keine (fiktiven) Kosteneinsparungen gegenüber dem Vergleichskunden realisierten. Im Gegenteil, sie hatten teilweise sehr viel höhere (virtuelle) Kosten. Da sich diese Einzelerfolgsnachweise negativ auf den Gemeinschaftserfolgsnachweis auswirkten, analysierte das Konsortium die Musterprodukte intensiv in Bezug auf die tatsächlichen Lastgänge der Kunden. Das Ergebnis der Analyse ergab, dass die Ursache für die überwiegenden Mehrkosten der E-DeMa-Kunden gegenüber den Vergleichskunden in der ursprünglichen Definition der Bezugsstunden T_{B1}, T_{B2} *und* T_{B3} der Musterprodukte liegt. Im B2C-Musterproduktkatalog wurde das Balance-Produkt bisher wie folgt beschrieben:

Das Musterprodukt ***E-DeMa.Balance*** besitzt die nachfolgende Tarifstruktur:

0 – P1 NT: Nebentarif (Preis x_1)
P1 – P2 HT: Haupttarif (Preis x_2)
P2 – P3 HHT2: Hochtarif 2 (Preis x_3)
> P3 HHTmax: Hochtarif max (Preis x_4)



Der Tarifierung dieses Musterproduktes liegen vier Leistungsbänder zugrunde. Die in den Leistungsbändern entnommene elektrische Arbeit wird aufsteigend höher bepreist (NT < HT < HHT2 < HHTmax). Die Tarifierung dieses Musterproduktes erfolgt auf Basis der ¼-h-Werte der entnommenen elektrischen Arbeit in den einzelnen Leistungsbändern, die im Vorfeld vertraglich festgelegt sind. Die Preise für die Leistungsbänder werden monatlich angepasst. Die Festlegung der Leistungsgrenzen $P_1 – P_3$ erfolgt kundenspezifisch unter Berücksichtigung des jeweiligen Jahresnormverbrauches[105] und einer festgelegten Bezugsdauer in Stunden:

[105] Über eine entsprechende Einverständniserklärung der Teilnehmer waren dem Konsortium die Jahresnormverbräuche der Vergangenheit bekannt, sodass für jeden tatsächlich rekrutierten Teilnehmer im Bereich IKT-GW1 ein entsprechendes E-DeMa.Balance Produkt „berechnet“ werden konnte.

$$P_1 = \frac{\text{Jahresnormverbrauch des Privatkunden}}{T_{B1}}$$

$$P_2 = \frac{\text{Jahresnormverbrauch des Privatkunden}}{T_{B2}}$$

$$P_3 = \frac{\text{Jahresnormverbrauch des Privatkunden}}{T_{B3}}$$

Die Wahl der Bezugsstunden konnte jedoch erst im laufenden Feldversuch final erfolgen, da zu einem solchen lastvariablen Produkt bisher noch keine Erfahrungen vorlagen. Auch modelltheoretische Überlegungen gaben keinen Anhalt für eine genaue Wahl der Bezugsstunden.

So wurde offenbar, dass die ex ante definierten Leistungsbänder bzw. die mit diesen einhergehenden Preise, die Möglichkeiten der Teilnehmer zur Lastanpassung offenbar überschätzt hatten, so dass die Teilnehmer mit hoher Wahrscheinlichkeit „negative“ Erfolgsnachweise erhalten hätten, d.h. für ihre nicht ausreichende Lastverschiebung „bestraft“ worden wären. Diese Erkenntnis aus dem Feldversuch hat dann zu einer Anpassung der Bezugsstunden geführt, welche zum Ziel hatten, das Musterprodukt realistischer zu gestalten. Bei dieser Anpassung wurden sowohl der resultierende „Erfolgsnachweis“ des Einzelkunden als auch der energiewirtschaftlich im Vordergrund stehende Gesamteffekt gleichermaßen berücksichtigt.

Um sinnvolle individuelle Bezugsstunden zu definieren, wurden zunächst die Leistungsgrenzen solange variiert, bis sich ein homogenes Kostenverhältnis zwischen E-DeMa- und Vergleichskunden einstellte. Dazu wurde als Zielgröße die **maximale Last**[106] **im betrachteten Zeitraum** definiert, in Abhängigkeit derer die Leistungsgrenzen gewählt wurden. Diese Zielgröße passt gut zum Charakter des Produktes, das ja gerade die 1/4h-Leistungswerte im Fokus hat.

Die Variation der Leistungsgrenzen zur Ermittlung neuer Bezugsgrößen wurde bei drei charakteristischen Kunden durchgeführt: Ein Kunde mit hohen Mehrkosten, ein Kunde mit Kosteneinsparungen gegenüber dem Vergleichskunden und ein Kunde, der ungefähr dieselben Kosten wie der Vergleichskunde hatte. Die Verwendung der Leistungsgrenzen, die sich durch die prozentualen Angaben in Tabelle B-17 ergeben, führte schließlich zu einer Minimierung der Kostenabweichungen der drei Kunden gegenüber dem Vergleichskunden.

[106] Gemessener maximaler Leistungsmittelwert einer Viertelstunde.

Tabelle B-17: Leistungsgrenzen in Abhängigkeit der Zielgrößen

	Anteil an maximaler Last
P_1	2 %
P_2	6 %
P_3	85 %

Da für die Umsetzung im Marktplatzsystem und im Display (s.u.) die Bezugsstunden bei der Berechnung der Leistungsgrenzen für alle Kunden identisch sein müssen, wurde für jede Grenze der Mittelwert der sich ergebenen Bezugsstunden über alle Kunden gebildet. Die angepassten Bezugsstunden T_B sind in den o.a. Berechnungen für die Leistungsgrenzen $P_1 – P_3$ aufgezeigt.

Beispielhaft ist nachfolgend ein Kunde mit einer maximalen Last über eine Viertelstunde von 3,28 kW und damit einem maximalen Viertelstundenverbrauch von 0,82 kWh an einem Tag im April dargestellt. Bei diesem Kunden ergaben sich bezogen auf die **neu ermittelten Bezugsstunden** die Leistungsgrenzen: P_1 = 0,12 kW, P_2 = 0,37 kW und P_3 = 5,25 kW mit Viertelstundenverbräuchen von 0,03 kWh, 0,09 kWh und 1,31 kWh. Der Kunde hat gegenüber dem Vergleichskunden im April eine Kostenersparnis in Höhe von 6,09 €.

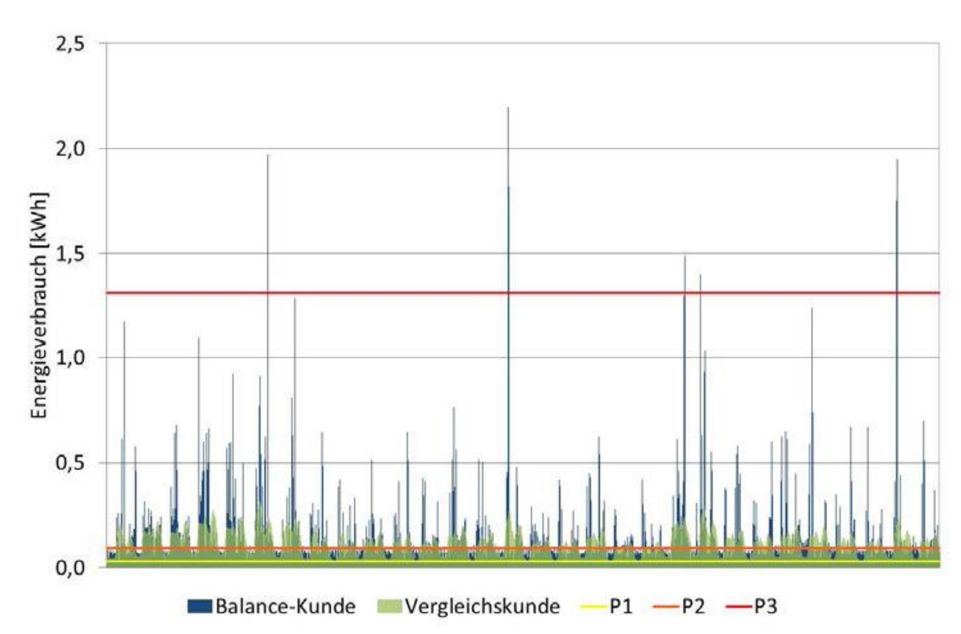


Abbildung B-100: Lastgang und Leistungsgrenzen des E-DeMa- und Vergleichskunden im Monat April mit den neu ermittelten Bezugsstunden

In Abbildung B-100 sind die Leistungsgrenzen zur besseren Übersichtlichkeit mit dem jeweils korrespondierenden Viertelstundenverbrauch eingetragen.

Anzumerken ist, dass die Anpassungen der Bezugsstunden beim Musterprodukt zwar starke Auswirkungen auf den „Erfolgsnachweis“ einzelner Kunden haben, die Gesamtauswirkungen auf die Vergleichmäßigung der Last durch alle Kunden bedingt durch den zeitlichen Versatz der Leistungsinanspruchnahme bei den einzelnen Kunden sich hierdurch jedoch nicht wesentlich verändert. Dieser Vergleichmäßigungseffekt lässt sich bereits bei der geringen Anzahl von E-DeMa-Kunden in den beiden Musterprodukten E-DeMa.Balance und E-DeMa.Balance.Spar deutlich nachweisen und gilt erst recht

bei einer deutlich größeren Kundenzahl außerhalb eines Feldversuchs. Die Philosophie der Balance-Musterprodukte, die Teilnehmer mit den Konsequenzen ihres Lastverhaltens über lastvariable Preise zu konfrontieren, hat sich insofern bewährt und sollte als erfolgreiches Modell weiterverfolgt werden.

3.4.2 Erkenntnisse in Bezug auf die Durchführung des Feldtests und den Einsatz der Technologie

Um einen großen Feldtest mit mehreren hundert Teilnehmer durchführen zu können, sind umfangreiche Vorarbeiten notwendig. Insbesondere ist es wichtig, zu erkennen, dass die beteiligten Unternehmen, selbst wenn sie entsprechende (End-)Kundenkontakte haben, Teilnehmer i.d.R. nicht im Rahmen der Regelkundenkommunikation gewinnen können. Hierzu ist die sich mit dem Feldversuch verbindende Thematik zu speziell und das „Zielgebiet" räumlich zu genau definiert. D.h. die Akquise von Teilnehmern kann nur mit speziellen Kommunikationsmitteln erfolgen, welche für diesen Zweck hergestellt werden müssen – dies verursacht Kosten in zweifacher Hinsicht: Entsprechende Unterlagen müssen gestaltet und vervielfältigt werden; darüber hinaus ist es notwendig, die Kommunikationsmittel in die Zielhaushalte zu tragen. Zusätzlich ergibt sich aus den Erfahrungen des E-DeMa-Feldversuchs jedenfalls mit Blick auf die Teilmodellregion Mülheim die Empfehlung, die Ansprache der Kunden so persönlich wie möglich zu gestalten, wobei auch der Einsatz einer Agentur, wie in Mülheim vorgenommen, Kosten verursacht.

Mit Blick auf die Durchführung eines Feldversuchs ist bezüglich der Erfahrungen von E-DeMa sodann ein deutlich erhöhter Betreuungsaufwand im Hinblick auf die teilnehmenden Kunden festzustellen. Dieser ist wiederum nicht im Rahmen der Regelkommunikation bzw. Kundenbetreuung gestaltbar, denn erneut sind die Fragestellungen, Probleme und Anliegen zu speziell, so dass es nicht möglich ist, diese über eine allgemeine Kundenhotline abzuwickeln. Hiergegen spricht auch, dass die Dauer eines Telefonats oder der Bearbeitung einer Emailanfrage mehr Zeit in Anspruch nimmt, als dies im Regelbetrieb einer Kundenbetreuung üblich ist. Es ist folglich notwendig, mit speziell trainierten Teams zu arbeiten, die im Feldtestzeitraum im Wesentlichen auch keine anderen Aufgaben haben – dies kann dann auch mit Kräften geschehen, die nicht in die sonstigen Kundenbetreuungskonzepte eingebunden sind (im Fall von E-DeMa die Hotline-Studenten), erfordert aber die Aufbereitung von Informationen, Trainings usw. Als nützlich hat es sich auch erwiesen, nur für den Feldversuch ein spezielles CRM-System (Ticketsystem) vorzuhalten, mit dem die Hotline in der Lage war, die Historie einzelner Teilnehmer im Projekt nachzuvollziehen, auch wenn mit täglich wechselnden Kräften gearbeitet wurde. Die „eigene" Kundendatenbank war auch hilfreich, wenn es zu entscheiden galt, welche Fragestellungen oder „Fälle" zunächst im first-level-Support der E-DeMa-Hotline zu bearbeiten waren und welche ggf. sofort an den durch die Konsortialpartner und deren Beauftragte gestellten Second-Level-Support weitergereicht werden sollten.[107]

Die in den vorherigen Abschnitten dargelegte Anforderung spezifische Ressourcen aufzubauen und für den Feldtest bereitzustellen, gilt in gleicher Art und Weise auch für die technische Betreuung des Feldtests. Allerdings hat das E-DeMa-Konsortium die Erfahrung gemacht, dass es nicht nur notwendig war, für den Aufbau der Modellregion speziell geschultes, technisches Personal vorzuhalten. Vielmehr war

[107] Es gab bspw. im Zeitraum des Feldversuchs auch Ausfälle einer µKWK-Anlage, was aus Sicht der Teilnehmer natürlich deutlich „kritischer" war, als die Frage, ob eine Waschmaschine automatisch gestartet werden konnte. Trotzdem spielt die Häufigkeit, mit der ein Problem auftritt, für die seitens des Betroffenen empfundene Belästigung/Einschränkung eine relevante Rolle; allein aus diesem Grund ist es wichtig Kontakte etc. zu dokumentieren.

es notwendig, auch über den gesamten Feldversuch Techniker vorzuhalten, die sowohl mit den elektrischen als auch den kommunikationstechnischen Installationen, welche das Projekt bei den IKT-GW1 und IKT-GW2 Kunden vorgenommen hatte, vertraut waren.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass das Projekt E-DeMa zwar die Fragen der für eine Flexibilisierung der Nachfrage von Kleinkunden notwendigen Prozesse analysiert und teilweise auch beschrieben hat, diese Prozesse aber im Feldversuch nur teilweise implementiert wurden.[108] Dies gilt insbesondere für die notwendige Abbildung der Nutzung von Flexibilitäten in den Bilanzkreisen, ohne die erstens ein Wettbewerb auf dem Netz auch in Zukunft nicht funktionieren wird und ohne die zweitens ein wirkliches Kreieren von Vorteilen für die beteiligten Kunden, aber auch deren Lieferanten und letztlich auch für die Netze nicht möglich sein wird. Insofern „fehlt" in den E-DeMa-Analysen (noch) eine wesentliche Kostenkomponente.

Zusammenfassend muss daher festgestellt werden, dass auf dem heutigen Stand der zur Verfügung stehenden Technologien mit deren Einsatz in der Fläche ein Betreuungsaufwand in kommunikativer als auch in technischer Hinsicht einhergeht, der zusätzlich zu den noch nicht wettbewerbsfähigen Kosten dazu führt, dass ein Massen-Roll-out jedenfalls in der kurzen Frist nicht empfohlen werden kann. Dies gilt umso mehr als die notwendigen (Markt-)Prozesse noch nicht endgültig beschrieben sind und ihre Fortentwicklung auch als umstritten bezeichnet werden kann.[109] In der mittleren bis langen Frist erscheint es vor allem notwendig, die Automatisierung, Standardisierung und damit letztlich plug-and-play-Fähigkeit der Komponenten zu erhöhen, um den Betreuungsaufwand zu reduzieren. Dies wird zudem nur gelingen, wenn auch die betroffenen Konsumenten viel stärker als bisher darüber informiert sind, welche Möglichkeiten sie haben, um im Energiemarkt der Zukunft zu agieren und welche Konsequenzen sich hieraus für sie ergeben können.

3.4.3 Erkenntnisse in Bezug auf die Inhouse-Kommunikation

Die E-DeMa-Technik und -Lösungen für die Anbindung und Auslesung des Smart Meter und die Inhouse-Kommunikation zur Integration der Visualisierung im IKT-GW1-Bereich sowie der anzusteuernden Verbraucher und Einspeiser im Bereich IKT-GW2 sind an die räumlichen und individuellen strukturellen Rahmenbedingungen des zu integrierenden Haushalts gebunden.

Die Menge der Variablen und weiteren technischen Restriktionen, denen sich die Installateure im Feld gegenüber gesehen haben, wenn es galt, alle projektseitig gewollten Kommunikationsmittel und -Kommunikationsstrecken in Betrieb zu nehmen und einzubinden führt bis auf weiteres dazu, dass die entwickelten Technologien nur in Ein- bis maximal Zweifamilienhäusern eingesetzt werden können. Ein Aufbau entsprechender Kommunikationsstrecken bei Mehrfamilienhäusern ist nicht oder nur unter erheblichem technischen und in dessen Folge auch kostenseitigem Mehraufwand realisierbar. Die Qualität der Kommunikationsstrecke und die Erreichbarkeit des Zählers hängen maßgeblich von den baulichen Gegebenheiten der Liegenschaft ab.

Zusätzlich ist die vorhandene Infrastruktur der Kunden, d.h. Router, WLAN-Verfügbarkeit, Standort und GPRS-Verfügbarkeit etc. als extrem heterogen zu bezeichnen. Zusätzlich benötigt aktuell jede E-DeMa-Komponente einen weiteren Ethernet-Port oder vergleichbaren Anschluss. Der heterogenen Si-

[108] vgl. zu dieser Fragestellung u.a. auch die Anmerkungen zum notwendigen Clearing der (Mess-)Daten im folgenden Abschnitt zur Auswertung des Feldversuchs.
[109] vgl. hierzu bspw. die Diskussionen in der Netzplattform des BMWi zu den notwendigen und hinreichenden Regelungen, die einer Anwendung des § 14a EnWG vorangehen müssen.

tuation im Feld ist auch durch die schon aus anderen Gründen notwendigen Integrations- und Kommunikationstest in den Laborumgebungen nicht zu begegnen, da es sich als unmöglich erweist, die tatsächlichen Bedingungen real anzutreffender Haushalte in ihrer Gesamtheit in die Laborumgebung zu überführen. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass einzelne Haushalte nur mit einem unverhältnismäßig hohen Zeit- und Ressourceneinsatz zuverlässig an die E-DeMa-Infrastruktur angeschlossen werden können. Dies gilt wohlgemerkt auch dann, wenn wie durch das E-DeMa-Konsortium vorgesehen und durchgeführt, bereits vergleichsweise umfangreiche Voruntersuchungen in den Haushalten vorgenommen worden sind. Ein Plug-and-Play im umgangssprachlichen Sinne existiert nicht.

Hinzu kommt, dass die so aufgebauten und miteinander verbundenen Komponenten naturgemäß störanfällig sind, was wiederum bedeutet, dass die kontinuierliche Bereitstellung von Daten, die im Fall des Feldversuchs „nur“ dessen späterer Auswertung diente, im Szenario 2020 aber eine wirtschaftliche Notwendigkeit darstellen würde, ein hohes Maß an Systemüberwachung und Entstörungssupport benötigt.

Alternative Technologien

Im Bereich der drahtlosen Heimnetzwerke besteht die Herausforderung folglich darin, eine robuste und gleichzeitig energieeffiziente Vernetzung aller Komponenten zu realisieren. Für diese Art der Vernetzung existieren und konkurrieren in der Praxis verschiedene Steuernetzwerke miteinander. Diese werden von unterschiedlichen Industriekonsortien und Allianzen vorangetrieben. Zudem ist eine Tendenz zu einem de-facto Standard zum aktuellen Zeitpunkt nicht erkennbar. Aus diesem Grund wurde seitens des E-DeMa-Konsortiums eine ausführliche Performanceanalyse einer repräsentativen Auswahl von Steuernetzwerken durchgeführt. Beispiele für die untersuchten Technologien sind KNX-RF, wM-Bus, IEEE 802.15.4/ZigBee und Bluetooth. Die Technologien wurden bezüglich ihrer zuverlässigen Indoor-Reichweite, dem zu erwartenden Energieverbrauch und ihrer Leistungsfähigkeit in realistischen Indoor-Szenarien analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass keine der verfügbaren Technologien die Anforderungen einer robusten Vernetzung mit hoher Indoor-Reichweite und gleichzeitig niedrigem Energieverbrauch erfüllen kann. Aus diesem Grund wurden zwei Optimierungen erarbeitet, die über eine große zuverlässige Indoor-Reichweite in Kombination mit einem niedrigen Energieverbrauch verfügen. Hierbei handelt es sich um neue niederratige WLAN-Betriebsmodi und ein optimiertes Frequenzsprungverfahren für schmalbandige Systeme. Des Weiteren wird ein Vorschlag vorgestellt, wie zusätzliche Übertragungsfrequenzen durch Nutzung sog. TV-Whitespaces im sub-GHz Frequenzbereich zur Verfügung gestellt werden können. Die Kombination des neuartigen Frequenzsprungverfahrens mit diesem Vorschlag führt zu einem optimierten drahtlosen Steuernetzwerk. Zur Demonstration der Realisierbarkeit, wurde dieses System in einem Demonstrator erfolgreich prototypisch implementiert.

3.4.4 Erkenntnisse im Hinblick auf das Kundendisplay

Der Einsatz von mobilen Endgeräten für das Szenario 2012 zeigte sich als sinnvolle Entscheidung, da der Einsatzort innerhalb des Haushaltes frei gewählt werden konnte (Küche, Wohnzimmer usw.). Die Entwicklung im Smartphone- und Tablet-Markt wird sowohl bei den Geräte- als auch bei den Betriebssystem-Herstellern weiter voranschreiten. Die Relevanz mobiler Endgeräte ist bereits heute unbestritten, wie sich den steigenden Absatzzahlen entnehmen lässt. Sie wird in dem Maße weiter zunehmen, wie die Zahl der verfügbaren Applikationen steigt und vor allem die Preise für Endgeräte günstiger werden. Vor diesem Hintergrund wird auch für das E-DeMa-Szenario 2020 das mobile Endgerät eine wichtige Rolle einnehmen.

Insbesondere mit einer weiteren Entwicklung und Ausbreitung von Home-Automation-Lösungen lässt sich der relativ hohe Aufwand für die spezifische Visualisierungslösung bei den IKT-GW1-Kunden, der im Feldversuch des E-DeMa-Projektes betrieben werden musste, rapide verringern. In einer Home-Automation-Umgebung wird die Visualisierung des Energieverbrauchs nur eine Applikation sein, die neben anderen Funktionen der Haus-Automatisierung sowohl durch die Kommunikationsinfrastruktur des Haushaltes als auch einer vorhandenen Gerätetechnik (ortsfeste oder ortsveränderliche Displays, Tablet-PCs, Smart Phones) abgebildet werden kann.

Eine vergleichende Bewertung der in Mülheim realisierten reinen Inhouse-Lösung und der in Krefeld gewählten Server-Lösung liefert Hinweise auf die Vor- und Nachteile in beiden Varianten. Im Hinblick auf Datenschutz und Datensicherheit zeigt sich die direkte Verbindung zwischen IKT-GW1/Zähler und Display einer Server-Lösung, bei der die Daten über das Internet auf den Server eines Energiedienstleisters übertragen und von dort durch das mobile Endgerät wieder über das Internet abgerufen werden, überlegen. Dieser Vorteil geht jedoch verloren, wenn das mobile Endgerät des Kunden gleichzeitig mit einem Internetzugang ausgestattet wird. Hierdurch entsteht eine Sicherheitslücke (das IKT-Gateway wird sozusagen durch die Hintertür angreifbar), die nur durch zusätzliche sicherheitstechnische Maßnahmen (z.B. Firewall im Gateway gegenüber der Kundenschnittstelle) geschlossen werden kann. Diese und ähnliche Fragestellungen sind jedoch in E-DeMa nicht bearbeitet worden.

Die Vorteilhaftigkeit der Server-Lösung in Krefeld zeigt sich in den zusätzlichen Funktionen, die über den Server eines Energiedienstleister angeboten werden können. Hierzu zählen die vereinfachte Aktualisierung der Software (Updates) bis hin zu Beratungsleistungen für Energieeinsparmöglichkeiten auf der Grundlage der aktuellen Lastgangdaten und Tarife.

3.4.5 Erkenntnisse im Hinblick auf den Marktplatzbetrieb und die Komplexität der Fehleranalyse

Für den Marktplatzbetrieb wurde die Rolle des Marktplatzbetreibers (Operators) geschaffen, was sich als absolut notwendig erwiesen hat, um das System im Feldversuch betreuen und unterhalten zu können. Dieser Operator erhält beim Einloggen ins System eine umfassende Übersicht über Probleme beim Betrieb des Marktplatzsystems und entsprechendes Werkzeug, um die Probleme zu analysieren und zu lösen. Der Marktplatzbetreiber kann so außerdem Prozesse überwachen, zurücksetzen und starten. Ein solcher Prozess, der sich im Rahmen des Feldversuchs als unbedingt notwendig erwiesen hat, ist beispielsweise die (De-)Registrierung eines neuen Gateways am Marktplatz. Ein weiterer wichtiger Prozess im Feldversuch (aber auch darüber hinaus) ist der Datenexport, denn die Erhebung der Daten und deren zentrale Speicherung am Marktplatz ist nicht Selbstzweck, sondern dient perspektivisch der besseren Ausgestaltung der Geschäftsinteressen dritter, an den Marktplatz angebundener Parteien.

Im Feldversuch stand jedoch zunächst das Forschungsinteresse im Mittelpunkt der Bemühungen, d.h. ausgewählte Daten zu Forschungszwecken werden pseudonymisiert und an die berechtigten Konsortialpartner zu Auswertungszwecken verteilt. Auch hierzu wurde für den Operator ein entsprechender Prozess definiert, der automatisiert zu gewissen Zeiten abläuft oder manuell angestoßen werden kann. Auch diese Funktionalität wird in einer künftigen Anwendung im realen Geschäft zentral für die Marktplatzplattformen sein, denn auch künftig ist davon auszugehen, dass Daten nur an berechtigte Parteien im Sinne des § 21g EnWG weitergegeben werden.

Der Operator konnte mit den im Vorfeld des Feldversuchs bereitgestellten Werkzeugen zudem Probleme feststellen. Es hat sich jedoch herausgestellt, dass um die jeweilige Ursache zu finden, in einigen

Fällen das Einbeziehen von Logdaten der beteiligten Komponenten und der verschiedenen Akteure in die Analyse erfordert, um das Problem in seiner Gänze zu verstehen.

Das E-DeMa-System integriert viele Komponenten zu einem Gesamtsystem. Der Marktplatz hat wie oben beschrieben viele Schnittstellen mit anderen Komponenten und nimmt eine zentrale Rolle ein. Als „Datendrehscheibe“ führt er viele Daten zusammen, die zuvor von ihrer Quelle bis zum Marktplatz viele Stationen durchwandert haben und von den einzelnen Komponenten bearbeitet worden sind. Ein äußerst plastisches Beispiel hierfür sind die Zählerdaten. Treten hier Fehler auf, muss systematisch über viele Komponenten und Akteure hinweg analysiert werden, wo die Fehlerursache wirklich liegt. Auch hierzu empfiehlt es sich, entsprechende Werkzeuge und Routinen vorzuhalten.

Das gleiche gilt für diejenigen Prozesse am Marktplatz, bei deren Abarbeitung viele Komponenten beteiligt sind. Der Prozess der Gatewayregistrierung, beispielsweise, wird durch den Marktplatz angestoßen und es folgt ein mehrstufiger Prozess, der das Gateway letztendlich am Marktplatz identifiziert und anmeldet. Bei diesem Prozess sind die Systeme Marktplatz, mPRM, Kommunikationsstrecke vom RWE-Netz zum Heimnetz des Kunden sowie das Gateway beteiligt. Dazu kommen die Akteure: Monteur, Marktplatzoperator und Kunde. Deswegen ist es von enormer Bedeutung, klare Fehlermeldungen in den jeweiligen Systemen zu definieren und in den Standardisierungen der Schnittstellen zwischen den Komponenten auf Fehlerbehandlungen verstärkt einzugehen, um eine automatisierte Erkennung und Behandlung zu ermöglichen oder zumindest die Suche nach der Fehlerursache zu verbessern. Andernfalls besteht eine deutlich erhöhte Notwendigkeit zu kostenintensiven, händischen Eingriffen seitens des Operators, welche wiederum die eigentlichen Vorteile des Systems ad absurdum führen könnte.

3.4.6 Erkenntnisse in Bezug auf die Netzleittechnik und das Aggregatorgeschäftsmodell

Das Szenario 2012/Feldtest des E-DeMa-Konsortiums bedingte die Notwendigkeit zahlreiche unterschiedliche Komponenten verschiedener Hersteller und Technologien zu integrieren. Hierzu waren insbesondere mit Blick auf das Szenario 2020 zahlreiche Schnittstellen und Kommunikationsstandards definiert worden.

Auf dieser Basis hat das Konsortium bereits im Vorlauf des Feldtests umfangreiche Integrationstests unternommen, wozu insbesondere die aufgebauten Testlabore (vgl. Abschnitt 3.3.2) genutzt wurden. Der erste dieser Integrationstests über alle Komponenten wurde lokal im Testlabor in Duisburg unternommen. In Erweiterung dieses ersten Tests wurde in einem zweiten Schritt eine Verbindung dieses Testlabors in das RWE IT-Netz, wo das AGG LS verortet war, hergestellt. Mit diesem Testaufbau konnten vor dem „Massenrollout“ des Feldtests viel Erfahrung gesammelt werden.

Trotz der Verwendung nicht redundanter Hard- und Software, welche noch keinen Produktstatus haben konnte, wurde eine relativ hohe Zuverlässigkeit erreicht. Während der Inbetriebsetzung zeigten sich jedoch Schwächen des IEC 61850 Protokolls, welches wegen seines generischen Ansatzes zusätzlich zur eigentlichen Nutzinformation eine große Menge Beschreibungsdaten überträgt. Umgekehrt fehlen wegen der Entwicklung aus der klassischen Schutz- und Stationsleittechnik Nachrichtentypen, welche z. B. Zeitreihen abbilden könnten. Ein Tagesfahrplan im Viertelstundenraster ist daher in 96 Einzelwerte aufzulösen, zwei davon (erforderlich für jede µKWK) brauchen also schon 192, während die erforderlichen 19 Prozessvariablen (Messungen und Statusüberwachungen) somit nur 10% davon ausmachen.

Hier ist infolge der konsortialen Arbeit ein Einbringen der gemachten Erfahrungen in die Gremienarbeit im IEC sinnvoll, um das für die Kommunikation mit den Gateways grundsätzlich sehr gut geeignete

Protokoll IEC 61850 hinsichtlich komplexerer Datenstrukturen, wie sie z.B. Zeitreihen darstellen, zu erweitern.

Insgesamt wurden mit Blick auf die Teilmodellregionen im Netzleitsystem die folgenden Modellierungen vorgenommen:

Messpunkte über Gateways:	ca. 4000
Betriebsmittel TMR Mülheim (ausschließlich Mittelspannungsnetz modelliert):	97 Sammelschienen 50 Leitungen 48 Trafos 50 Lastabgänge
Betriebsmittel TMR Krefeld (vollständige Modellierung):	24 Sammelschienen 1693 Leitungen 12 Trafos (Ortsnetzstationen) 828 Lastabgänge

Für beide Teilnetze wurde die Lastflussrechnung in Betrieb genommen, welche neben Standardlastprofilen zusätzlich Zählerinformationen heranzog. Über eine Kopplung zur RWE-Leittechnik standen auch Messungen aus dem Umspannwerk Saarn zur Verfügung

Aggregator-Leitsystem

Das AGGLS verantwortet die Ansteuerung der Weißen Ware und der µKWK entsprechend des Versuchsfahrplans, der von den im Konsortium engagierten Universitäten unter der Führung der Universität Duisburg/Essen entwickelt worden ist. D.h., da das Aggregatorgeschäftsmodell in einer Umwelt erprobt wurde, in der regelmäßig nicht vom Vorliegen eines Netzengpasses auszugehen ist, sind entsprechende Flexibilitätsabrufe bereits ex ante formuliert worden und sodann in den Feldversuch eingespielt worden. Hierdurch war es möglich, die technischen Restriktionen etc. einer solchen Dienstleistung zu ermitteln.

Das Aggregator-Leitsystem wie das ebenfalls aufgebaute Leitstellensystem konnten im Feldtest eine hohe Verfügbarkeit und Funktionszuverlässigkeit entlang des Versuchsfahrplans nachweisen. Anfängliche Probleme der Aggregatorsteuerung für die µKWK-Anlagen, die hauptsächlich die Prozessanbindung (IEC 61850) und das Reporting der Flexibilitätsabrufe (Credit-Vergabe) betroffen haben, wurden in der Anfangsphase des Feldversuchs gelöst. Im weiteren Verlauf des Feldversuchs erfolgte die Ansteuerung der Viessmann-Geräte durch das Aggregatorleitsystem dann in technischer Hinsicht zuverlässig.

Wie allerdings Archivauswertungen ergeben haben, ist das Verhalten der lokalen Steuerung der µKWKs problematisch für einen möglichen massenweisen Einsatz im Sinne eines 2020-Szenarios[110]: Um zu Beginn eines zuvor seitens des „Aggregators" angekündigten Abrufintervalls für positive Leis-

[110] Aus Sicht des Konsortiums stellt dieses Phänomen mit hoher Wahrscheinlichkeit keinen Einzelfall dar. Vielmehr sind zahlreiche Systeme, die zum Heben zusätzlicher Flexibilitäten bei kleinen und kleinsten Nachfrager (miteinander und aufeinander) optimiert betrieben werden müssen, bereits „in sich" optimiert, d.h. sind bspw. so eingestellt, dass sei im singulären Betrieb eine möglichst hohe Energieausbeute erreichen. Das jeweilige System (u.a. PV-Anlage, Batteriespeicher usw.) muss künftig geeignet reoptimiert werden (und in seinen Systemgrenzen auch reoptimierbar sein), um aus Sicht einer systemischen Perspektive möglichst effektiv arbeiten zu können.

tung einen möglichst leeren Wärmespeicher vorhalten zu können, was einer möglichst großen Flexibilität/Leistungsfähigkeit ohne Wärmeverlust entspricht, ist im Vorlauf eines solchen „Events“ der Stirlingmotor stets abgeschaltet geblieben. Stattdessen ist bei Bedarf zur Überbrückung eventueller Wärmebedarfe ausschließlich die Zusatzheizung betrieben worden. In weiterer Folge ist dann bei allen Anlagen der Stirlingmotor nahezu zeitgleich angesprungen und mit Erreichen des maximalen Speicherfüllstandes wieder abgestellt worden.

Das zuvor geschilderte Verhalten der µKWK bei Aggregatorsteuerung zeigen exemplarisch die Zeitreihen der folgenden Abbildung.

226	9/ October 2012	9000	B	240	11:00	14:00	1001	9:1.
227	10/ October 2012	9000	C	240	6:30	10:30	1001	
228	11/ October 2012	9000	C	240	6:30	10:30	1001	
229	12/ October 2012	9000	B	240	18:30	21:30	1001	
230	13/ October 2012	9000	B	240	18:30	21:30	1001	
231	14/ October 2012	9000	B	60	6:30	10:30	1001	

Abbildung B-101: Versuchsfahrplan einer µKWK-Anlage

Betrachtet sei der Versuchsfahrplan am 10/11.10.2012: Anfrage und Abruf erfolgen zwischen 06:30 und 10:30 bei 240 Min Vorlaufzeit, d.h. um 02:30 wurde der Request des Aggregators an die beteiligten µKWK ausgegeben.

Das tatsächliche Verhalten eines Aggregats infolge dieses Requests zeigt die orange Kurve in der folgenden Abbildung, die den Füllstand des Wärmespeichers in % angibt. Die blaue Kurve zeigt die korrespondierende elektrische Einspeisung in kW. Ein Anstieg des Füllstands des Wärmespeichers ohne gleichzeitige Einspeisung ist bedingt durch den Einsatz der Zusatzheizung (so bspw. um kurz vor 08:00 und 09:00 Uhr).

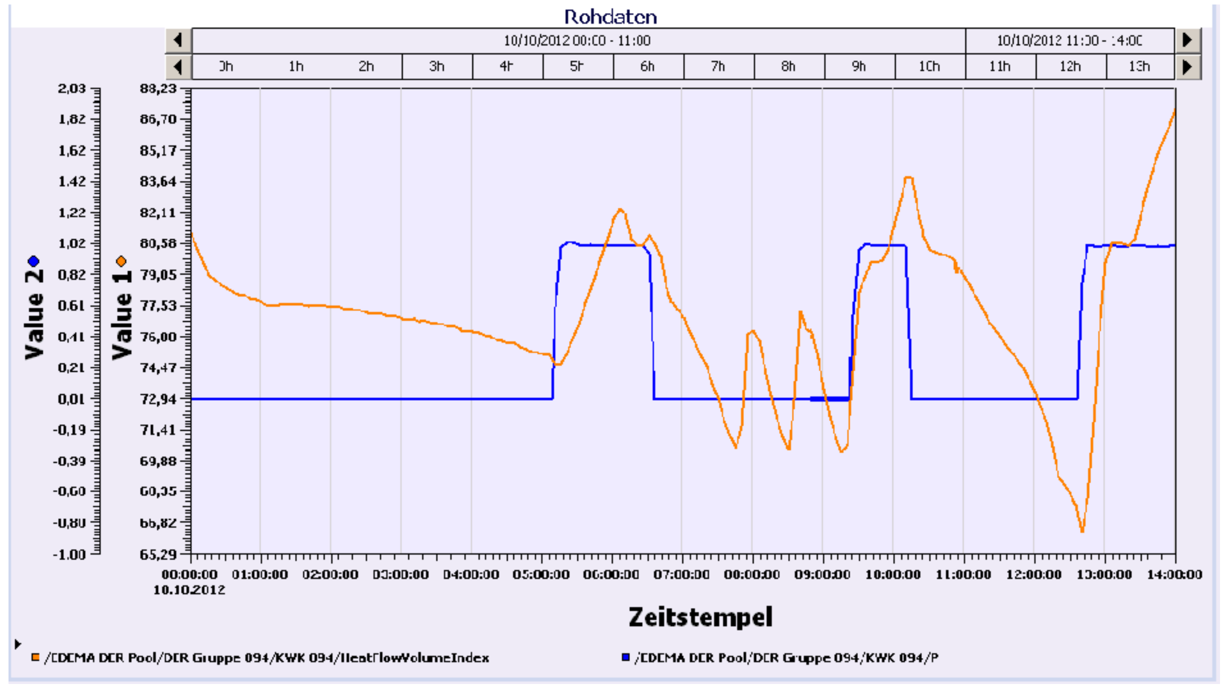


Abbildung B-102: Verlauf von abgegebener elektrischer Leistung und Kennzahl für den Wärmespeicherfüllstand einer µKWK-Anlage

Dieses Einsatzverhalten ist ggf. nachteilig, da sich bspw. aus der hohen Gleichzeitigkeit der resultierenden Einspeisung Netzrestriktionen ergeben könnten. Ebenso denkbar ist, dass seitens des sich in der Realität einstellenden Geschäftsmodells des Aggregators andere Anforderungen ergeben könnten. Es

besteht daher weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um eine geeignete statistische Streuung der Einschaltzeitpunkte der µKWK-Anlagen innerhalb der Abrufdauer der Leistungsflexibilität durch den Aggregator zu ermöglichen.

4. Auswertung der im Feldversuch und in den Simulationen gewonnenen Daten (im Hinblick auf das Szenario 2020)

Im Gegensatz zu den Ergebnissen, die sich direkt aus der Durchführung des Feldversuchs ergeben haben und die im vorherigen Kapitel dargestellt wurden, fokussiert der folgende Abschnitt auf diejenigen Ergebnisse, die das E-DeMa-Konsortium im Rahmen der Auswertung der Daten aus dem Feldversuch und den Simulationen gewonnen hat. Er analysiert diese insofern auch und gerade im Hinblick auf die mit Blick auf das Szenario 2020 zu erwartenden Effekte. Entsprechende Ergebnisse liegen im Hinblick auf die energiewirtschaftliche Auswertung der Daten des Feldtests, die Kundenakzeptanzforschung, die künftig benötigten Kommunikationsinfrastrukturen sowie die Netztechnik bzw. die Netzleitsysteme vor.

4.1. Hauptbefunde und Erkenntnisse der energiewirtschaftlichen Auswertung der Daten des Feldversuchs

Die gemeinsame Auswertung der Daten durch die Konsortialpartner unter Führung der TU Dortmund, die im Rahmen des Feldversuchs erhoben wurden, hat eine zentrale Funktion bei der Ermittlung der Darstellung der Ergebnisse von E-DeMa. Dabei kommt wiederum der Evaluation des Kundenverhaltens bezüglich der entwickelten Anreizsysteme eine bedeutsame Rolle zu. Untersucht werden dabei unterschiedliche Ergebnisdimensionen des Kundenverhaltens, die jeweils unterschiedliche Projektziele bzw. Ziele des Gesamtprogramms E-Energy adressieren. Dies sind im Folgenden mit Blick auf die Projektziele von E-DeMa selbst:

- die Verbrauchsverlagerung,
- die Lastverlagerung,
- die Nutzung der automatisierten Ausstattung (Weiße Ware) sowie
- die Bereitstellung der intelligenten Weißen Ware an das IKT-GW2 und den Aggregator

sowie mit Blick auf die seitens E-DeMa realisierte Option Sparfuchs und das E-Energy-Gesamtprogramm:

- die seitens der Teilnehmer realisierte Verbrauchsreduktion.

Der Fokus liegt dabei nicht auf der technischen Evaluierung der Systeme, sondern vielmehr auf den Reaktionen der Kunden auf die unterschiedlichen Anreizsysteme (E-DeMa-Produkte inkl. Preissignale als Anreiz, Verbrauch zu verlagern; Aggregatorprodukte; Visualisierungskanäle).

Der Auswertungszeitraum des Feldversuchs umfasst dabei die Monate April bis November 2012. In diesem Zeitraum wurden mit Einverständnis der Teilnehmer täglich ¼-h-Lastgänge durch die E-DeMa-Systeme erhoben, verarbeitet, gespeichert und zur weiteren Auswertung an die Konsortialpartner übertragen. Der Feldtestmonat März wurde wegen seiner Eigenschaft als vorab deklarierter Testmonat von der weiteren Auswertung ausgeschlossen. Es wurden zudem nur vollständige Tageslastgänge (96 1/4h-Werte) der Teilnehmer mit einer maximal zulässigen Anzahl von 20 Ersatzwerten bei der Auswertung berücksichtigt. Die gesamte auswertbare Stichprobe, auf die sich die folgenden Analysen beziehen, sofern nicht andere Angaben gemacht werden, belief sich somit auf insgesamt 652 Kunden, davon 545 IKT-Gateway 1- und 107 IKT-Gateway 2-Kunden.

Vorab sei darauf hingewiesen, dass die Erhebung einer Referenzmessung, die den Verbrauch der E-DeMa-Kunden in einem ungestörten Zustand, d.h. ohne IKT-GW, abbildete, im Rahmen des Projektes

(schon aus zeitlichen Restriktionen) nicht möglich war. Alle im Feldtest erhobenen Messungen unterlagen den Einflüssen der in E-DeMa entwickelten Anreizsysteme. Für die im Folgenden dargestellten Auswertungen musste daher innerhalb des E-DeMa-Projekts ein Vorgehen entwickelt werden, dass dem Problem der mangelnden Kenntnis der Ausgangslinie bzw. des ungestörten Zustands Rechnung trägt: Das E-DeMa-Konsortium hat sich nach ausführlicher Diskussion und Abwägung der praktischen und wissenschaftstheoretischen Konsequenzen mit Blick auf seine ursprünglichen Projektziele entschieden, den „ungestörten" Verbrauch als Referenzverbrauch zu modellieren. Hierzu wurde folgendes Vorgehen gewählt: Für jeden E-DeMa-Haushalt wurde eine Referenz auf Basis des Standardlastprofils für Haushaltskunden (H0-Profil) realisiert.

Allerdings unterscheidet sich das gewählte Vorgehen bezüglich des jeweiligen Erkenntnisziels nochmals: Für die Auswertungen bezüglich der Verbrauchsverlagerung, d.h. im Wesentlichen bezüglich der Kernprojektziele, wurde die Referenz durch Skalierung des dynamisierten H0-Profils des Verteilnetzbetreibers Westnetz GmbH mit dem **gemessenen Tagesverbrauch** des jeweiligen E-DeMa-Haushalts gebildet. Der Stromverbrauch des E-DeMa-Kunden und des hypothetischen „Vergleichskunden" war somit für jeden Tag identisch. Durch Vergleich der beiden Tageslastgänge miteinander konnten die Effekte der Verbrauchsverlagerung bestimmt werden.[111]

Für die Auswertungen zur Verbrauchsreduktion, die im Wesentlichen vorgenommen wurden, um die Option Sparfuchs zu bewerten und die Ziele des E-Energy-Gesamtprogramms zu unterstützen, wurde das Vorgehen leicht modifiziert, sodass die Referenz durch Skalierung des H0-Profils mit dem **prognostizierten Jahresverbrauch** des jeweiligen E-DeMa-Haushalts gebildet wurde. Das bedeutet, dass basierend auf dem Vorjahresverbrauch für jeden Tag des Feldversuchs ein laut H0-Profil heruntergebrochener Verbrauch angenommen wurde.

4.1.1 Verbrauchsverlagerung der E-DeMa-Kunden

Die zeitvariablen Tarifstrukturen der Musterprodukte E-DeMa.Basis, E-DeMa.Effizienz, E-DeMa.Variabel, E-DeMa.Flex und E-DeMa.Komplex sollten das zeitliche Verbrauchsverhalten der Kunden zielgerichtet und nachhaltig verändern. Inwiefern die Produkte im Zusammenspiel mit den Visualisierungsoptionen zu einer Verbrauchsverlagerung geführt haben, wird im Folgenden dargestellt.

Mit Hilfe der im Feldtest erhobenen Zählwerte konnte der Verbrauch der E-DeMa-Haushalte zu jeder Viertelstunde erfasst und abgebildet werden. Die Verbrauchsverlagerung in E-DeMa beschreibt den Unterschied zwischen dem tatsächlichen Tagesprofil der E-DeMa-Kunden und einem Vergleichskunden. Der E-DeMa-Vergleichskunde wird durch Skalierung des dynamisierten Standardlastprofils für Haushalte des Verteilnetzbetreibers Westnetz GmbH[112] mit dem gemessenen Tagesverbrauch der E-DeMa-Kunden gebildet. Die Differenz der beiden Profile z. B. in einer Viertelstunde entspricht der Verbrauchsverlagerung (VV) in dieser Viertelstunde (vgl. Abbildung B-103).

[111] Das Vorgehen hat sich, wie die folgenden Auswertungen zeigen, als weitgehend robust erwiesen, da die im folgenden abgeleitete Differenzierung zwischen „aktiven" und passiven" Kunden zeigt, dass bestimmte Kunden Anreizen des Projekts weitgehend „passiv" begegnet sind. Diesen passiven Kunden wird aber durch die gewählte „Messmethode" keine wesentliche Lastverlagerung attestiert.

[112] Westnetz GmbH (Hg.) (2013): Tabelle der Standard-Lastprofile "dl-Lastprofile-WWE". Online verfügbar unter http://www.westnetz.de/web/cms/mediablob/de/1772978/data/1772992/1/westnetz/netz-strom/netznutzung/lastprofile/standard-lastprofile-nach-vdew/dl-Lastprofile-WWE.xls, zuletzt geprüft am 02.05.2013.

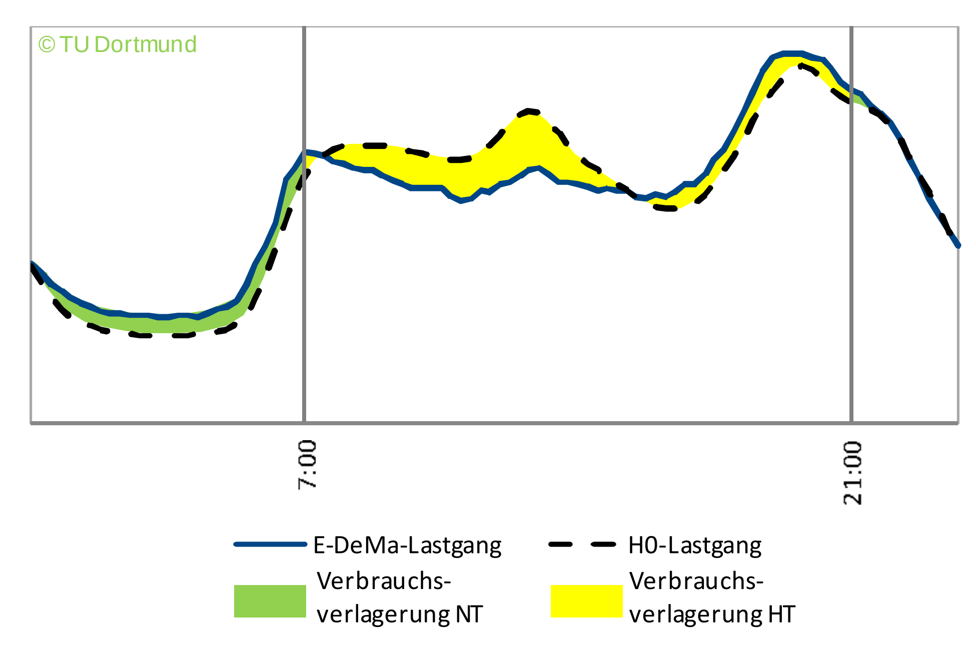


Abbildung B-103: Definition der Verbrauchsverlagerung am Beispiel der E-DeMa-Basis Tarifstruktur

Eine Verbrauchsverlagerung **in** Niedertarifzeiten (NT) bedeutet, dass der Verbrauch der E-DeMa-Kunden in den Tarifzeiten NT höher war als der Verbrauch der H0-Kunden. Ist der Verbrauch der E-DeMa-Kunden höher, erhält die VV ein positives Vorzeichen. Verbraucht der Vergleichskunde (H0-Kunde) mehr, ist die VV in der betrachteten Tarifzeit negativ. In Abbildung B-103 ist die Verbrauchsverlagerung **in** HT negativ, da der Vergleichskunde in der Tarifzeit HT insgesamt an diesem Tag einen höheren Verbrauch als der E-DeMa-Kunde aufweist.

Die Verbrauchsverlagerung im Feldtest wird nachfolgend abhängig von verschiedenen Kriterien näher betrachtet. Hierbei wurden die Kriterien in Abbildung B-104 berücksichtigt.

Kunden	Monate	Typtage	Produkte	Tarifstruktur*
aktiv	April	Montag	Basis	Standard
passiv	Mai	Dienstag-Donnerstag	Basis.Spar	Happy-Holiday
	Juni	Freitag	Effizienz	Sunny-Brunch
	Juli	Samstag	Effizienz.Spar	Stormy-Dinner
	August	Sonntag/Feiertag	Balance	
	September		Balance.Spar	
	Oktober		Variabel	
	November		Flex	
			Komplex	

*bei Effizienz und Variabelkunden

Abbildung B-104: Kriterien für die Evaluation der Verbrauchsverlagerung

Die differenzierte Darstellung der Datensätze zu den Erfolgsnachweisen je IKT-GW1- bzw. IKT-GW2-Kunde nach der prozentual erreichten fiktiven monetären Einsparung zeigte eine Verteilfunktion mit einem ausgeprägten Schwerpunkt um den Durchschnittwert. Einige IKT-GW1- und IKT-GW2-Kunden konnten bei dieser Differenzierung allerdings nicht berücksichtigt werden, da bei diesen keine ausreichende Anzahl von Tageszeitreihen, die dem Ersatzwertkriterium (s.o.) genügten, vorhanden waren. In einem Feldversuch mit bis zu 700 Teilnehmern nehmen meist auch Kunden teil, die relativ schnell die Motivation zur Teilnahme verlieren, sich aber nicht aktiv abmelden. Um die Ergebnisse dieser Kunden von den Kunden, die sich gut beteiligt haben, abzugrenzen, hat das E-DeMa-Konsortium sich dafür

entschieden, zwischen aktiven und passiven E-DeMa-Kunden zu differenzieren. Hierzu wurden die fiktiven monetären Einsparungen der E-DeMa-Kunden in der E-DeMa-Preisstruktur gegenüber dem Vergleichskunden (H0-Kunde mit demselben Tagesverbrauch) über den gesamten Feldtest bestimmt. In **Abbildung B-105** und **Abbildung B-106** sind die Histogramme der monetären Einsparungen der E-DeMa-Kunden im Feldtest gegenüber dem Vergleichskunden laut Erfolgsnachweis dargestellt. Um die Abbildungen „lesbar" zu halten, sind in den folgenden Abbildungen die erzielten monetären Einsparungen gruppiert worden, was dazu führt, dass die ermittelte Grenze zwischen „aktiven" und passiven Kunden innerhalb eines bestimmten Balkens liegt. Dies wiederum führt dazu, dass z. B. in **Abbildung B-105** in einem Balken Einsparungen von zwischen 3 % und 5 % dargestellt sind, wobei die Grenze bei 3,9% liegt. Der entsprechende Balken enthält mithin aktive und passive Kunden.

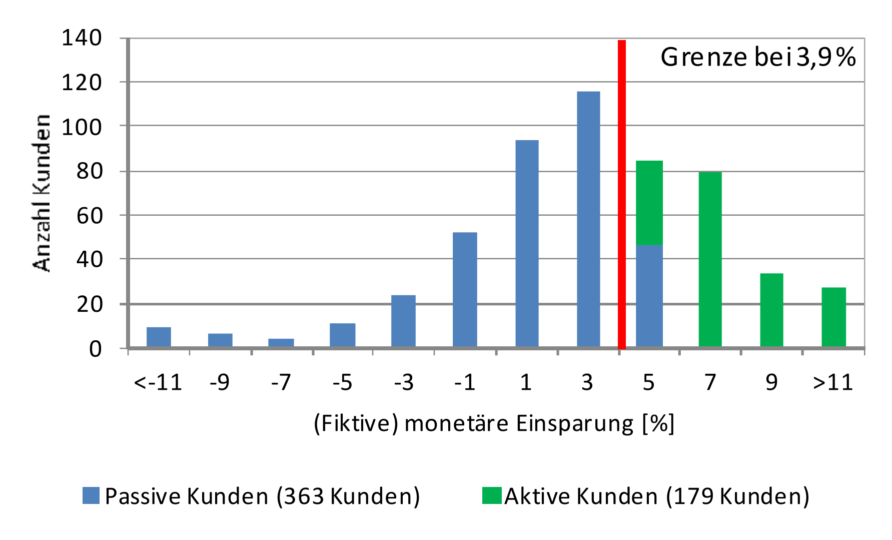


Abbildung B-105: Histogramm der monetären Einsparungen aller IKT-GW1-Kunden im Feldtest gegenüber dem Vergleichskunden laut Erfolgsnachweis

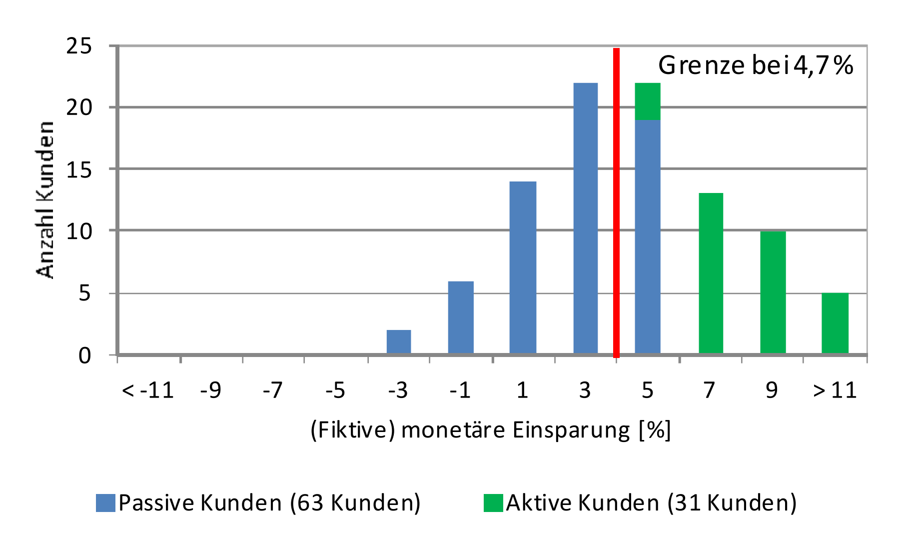


Abbildung B-106: Histogramm der monetären Einsparungen aller IKT-GW2-Kunden im Feldtest gegenüber dem Vergleichskunden laut Erfolgsnachweis

Von allen auswertbaren IKT-GW1- und IKT-GW2-Kunden[113] wurden jeweils die 33,3% der Kunden mit der höchsten prozentualen Einsparung, welche damit signifikant über dem Durchschnitt liegen, als „aktiv“ und die verbleibenden 66,7% als „passiv“ bezeichnet. Dies bedeutete, dass im Rahmen der weiteren Analysen alle IKT-Gateway 1-Kunden mit einer monetären Einsparung von mindestens 3,9% und alle IKT-Gateway 2-Kunden mit einer monetären Einsparung von mindestens 4,7% als aktive E-DeMa-Kunden gelten.

Bezüglich der Typtage[114] wurden die Arbeitstage nach Montagen, Dienstagen bis Donnerstagen und Freitagen unterschieden, da ein verändertes Lastverhalten der Kunden zu Beginn und Ende der Arbeitswoche erwartet wurde. Da für die Produkte E-DeMa.Effizienz, E-DeMa.Effizienz.Spar und die IKT-GW2-Produkte täglich wechselnde Tarifstrukturen für die Modellregion festgelegt wurden, beeinflusste bei diesen Kunden zudem die Tarifstruktur die Lastgänge. Im Feldversuch wurden die Kunden täglich mit einer der vier Tarifstrukturen „Standard“, „Happy-Holiday“, „Sunny-Brunch“ oder „Stormy-Dinner“ konfrontiert (vgl. Kapitel 2.1.1, 2.3.1).[115]

Die Untersuchung der Verbrauchsverlagerung der E-DeMa-Kunden im Feldtest stützte sich zunächst auf die Tage mit der Tarifstruktur „Standard“. Die Ergebnisse der Verbrauchsverlagerung wurden zum einen unter Berücksichtigung aller E-DeMa-Kunden und zum anderen unter Berücksichtigung aller „aktiven“ bzw. „passiven“ E-DeMa-Kunden bestimmt. Die Bestimmung der Verbrauchsverlagerung der E-DeMa-Kunden erfolgte darüber hinaus immer durch den Vergleich von Durchschnittslastgängen der E-DeMa-Kunden mit denen der E-DeMa-Vergleichskunden. Exemplarisch ist in Abbildung B-107 der durchschnittliche Deltalastgang der E-DeMa.Effizienz-Kunden gegenüber den E-DeMa-Vergleichskunden, welche wiederum durch H0-Profile gleichen Energieinhalts modelliert wurden, als Ergebnis für den Typtag Samstag im Monat September dargestellt (Tarifstruktur „Standard“).

Die farblichen Hintergründe bezeichnen dabei die unterschiedlichen Tarifstufen (ST, NT, HT, HHT1 und HHT2) an diesem Tag. Positive Ausschläge bedeuten, dass die E-DeMa-Kunden in der Viertelstunde durchschnittlich mehr elektrische Energie verbraucht haben als die Vergleichskunden. Für den Fall, dass dies in den günstigeren Tarifzeiten ST und NT vorliegt, haben sich die E-DeMa-Kunden energieeffizienter verhalten als die Vergleichskunden. Negative Ausschläge bedeuten entsprechend, dass die E-DeMa-Kunden in der Viertelstunde weniger elektrische Energie verbraucht haben als die Vergleichskunden. Die E-DeMa-Kunden haben sich energieeffizienter verhalten, wenn dieser Fall in den teureren Tarifzeiten HHT1 und HHT2 auftritt. Energieeffizienteres Verhalten bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der Kunde seinen Verbrauch in günstigere Tarifzeiten verlagert hat.

[113] Es lagen auswertbare Daten von 542 IKT-GW1-Kunden und 94 IKT-GW2-Kunden vor.

[114] Um das Kundenverhalten im Wochenverlauf besser charakterisieren zu können, wurden verschiedene Typtage entwickelt.

[115] Die Tarifstrukturen weisen unterschiedliche Preisstrukturen über den Tag auf. Während die Tarifstruktur „Sunny-Brunch“ in der Mittagszeit den günstigsten Preis aufweist, gilt bei der Tarifstruktur „Stormy-Dinner“ in der Zeit von 17 – 21 Uhr der niedrigste Preis. Die Tarifstruktur „Happy-Holiday“ gilt meistens an Sonn- und Feiertagen und ist durch einen durchgehend niedrigen Preis über den ganzen Tag charakterisiert. Die Tarifstruktur „Standard“ wird im Folgenden analysiert und aufgezeigt.

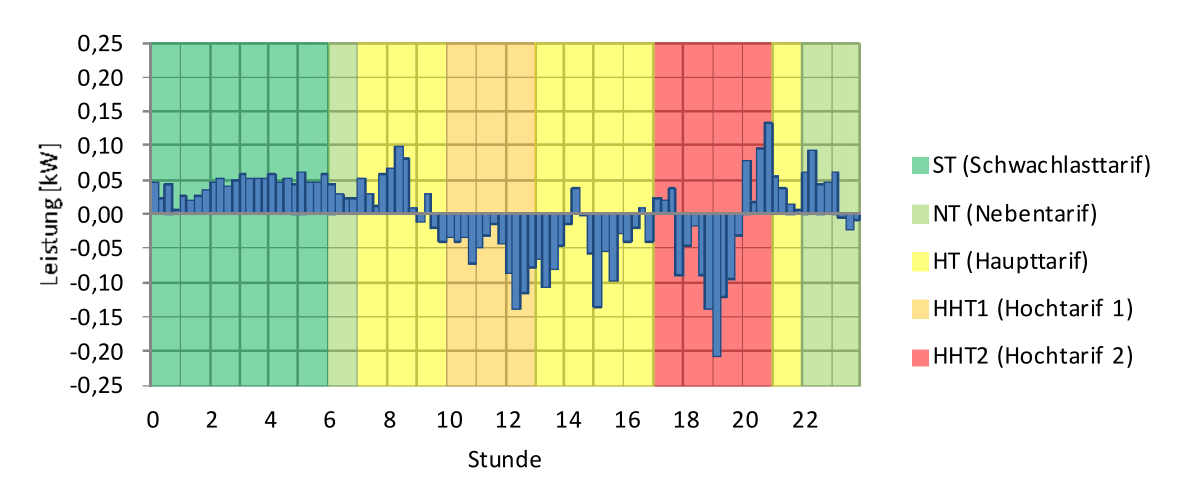


Abbildung B-107: Durchschnittlicher Deltalastgang der E-DeMa.Effizienz-Kunden gegenüber den E-DeMa-Vergleichskunden für den Typtag Samstag im Monat September (Tarifstruktur Standard)

Abhängig von Monat, Produkt, Typtag und/oder vorliegender Preisstruktur wurde somit jeweils die absolute und relative Verbrauchsverlagerung in die günstigeren Tarifzeiten des Musterproduktes bzw. aus den teureren Tarifzeiten des Musterproduktes berechnet. Nachfolgend werden die Erkenntnisse zur Verbrauchsverlagerung der Kunden ohne Automatisierung (IKT-GW1-Kunden) und der Kunden mit Automatisierung durch das IKT-GW2 ermittelt und verglichen.

4.1.1.1 Verbrauchsverlagerung der IKT-GW1-Kunden (ohne Automatisierung)

Die Verbrauchsverlagerung (VV) der Kunden ohne Automatisierung wurde für alle IKT-GW1-Kunden sowie für die passiven und aktiven IKT-GW1-Kunden untersucht. Zunächst wurde die durchschnittliche VV für die einzelnen Stunden des Tages der Produkte E-DeMa.Basis und E-DeMa.Effizienz für den gesamten Feldversuchszeitraum bestimmt. Um den zeitlichen Verlauf im Feldversuch zu analysieren, wurde die VV je Produkt für die einzelnen Monate des Feldversuchs bestimmt. Um Unterschiede innerhalb einer Woche zu ermitteln, wurde die VV für die fünf definierten Typtage bestimmt. Die VV bezieht sich bei allen Ergebnissen immer auf den Gesamtverbrauch (GV) in dem jeweiligen Zeitraum, d.h. in Abbildung B-108 z.B. bezieht sich die durchschnittliche VV der passiven Kunden je Stunde auf den durchschnittlichen Gesamtverbrauch aller passiven Kunden in dieser Tages-Stunde im gesamten Feldtestzeitraum.[116] Wird nach Monaten bzw. Typtagen unterschieden, ist die Bezugsgröße der durchschnittliche GV der Kundengruppe in den einzelnen Monaten bzw. an den einzelnen Typtagen.

Die VV je Stunde der passiven, aller und der aktiven Kunden mit dem E-DeMa.Basis-Produkt ist in Abbildung B-108 dargestellt.

[116] Analysiert werden folglich die kumulierten Ergebnisse der jeweiligen Tagestunden der Feldtestwochen (bspw. dienstags von 9-10 Uhr über den ganzen Auswertezeitraum).

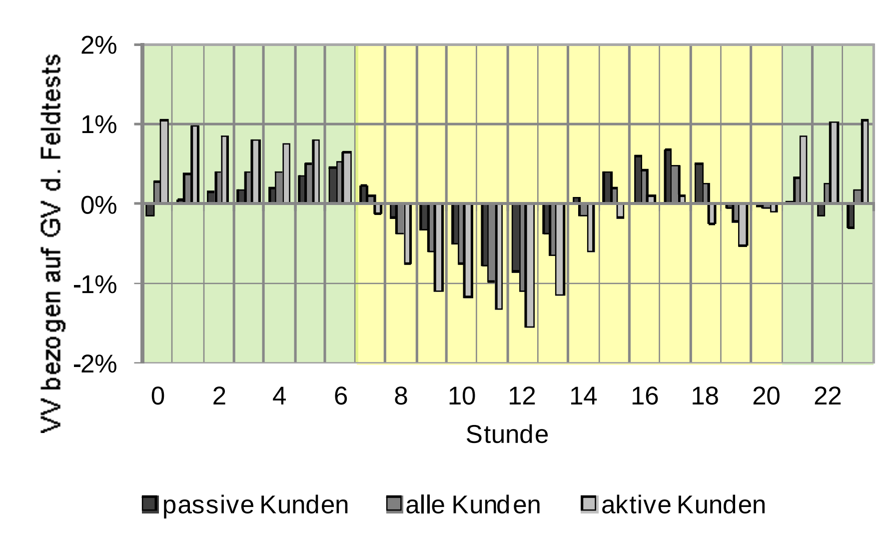


Abbildung B-108: Verbrauchsverlagerung der E-DeMa.Basis-Kunden je Stunde

Es ist deutlich zu erkennen, dass die aktiven Kunden ihren Verbrauch mit Ausnahme der Nachmittagsstunden (16 - 17 Uhr) aus der Tarifzeit HT in die Tarifzeit NT verschoben haben. Gerade am Nachmittag ist das Verhalten der passiven Kunden eher entgegengesetzt. Sie verschieben ihren Verbrauch in die teurere Tarifzeit HT. Die VV der aktiven Kunden in NT ist relativ konstant. Es ist keine besonders hohe VV in die Zeit kurz vor Beginn des Tarifs HT (ca. 6 Uhr) bzw. kurz nach Start des Tarifs NT um 21 Uhr erkennbar.

Die VV für die E-DeMa.Effizienz-Kunden ist in Abbildung B-109 dargestellt. Signifikant ist dort vor allem die hohe VV der aktiven Kunden in den Morgenstunden vor Beginn des HT (6 - 7 Uhr). Hier steigt die VV auf fast 2% an. Zudem ist im Vergleich zu dem Produkt E-DeMa.Basis die VV am Nachmittag deutlich höher. Dies liegt vor allem an der teuren Tarifzeit HHT2. Die passiven Kunden reagieren auf diesen Anreiz nicht.

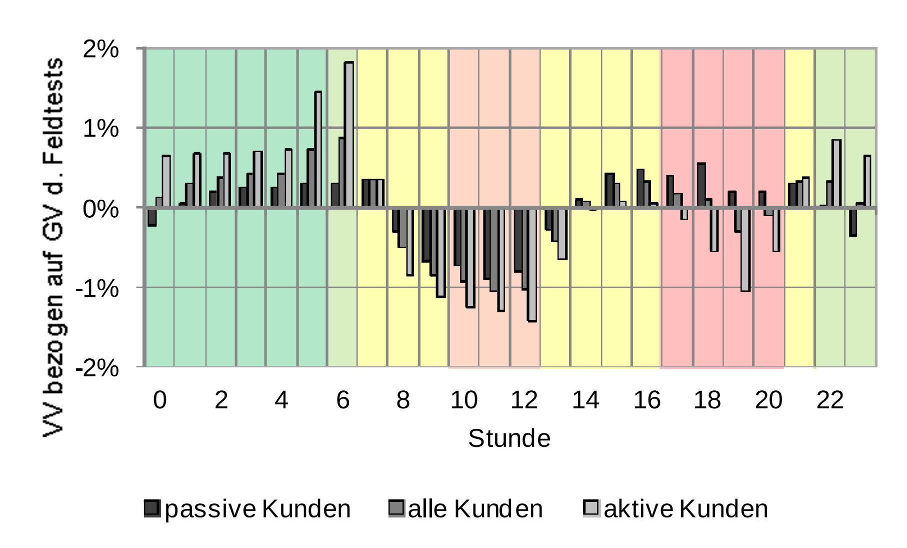


Abbildung B-109: Verbrauchsverlagerung der E-DeMa-Effizienz-Kunden je Stunde

In Tabelle B-18 ist die produktspezifische VV für die IKT-GW1-Kunden mit den Produkten E-DeMa.Basis und E-DeMa.Effizienz zusammengefasst. Für beide Produkte gilt: Die aktiven Kunden verschieben einen hohen Anteil ihres Verbrauchs sowohl in die günstigen Tarifzeiten ST und NT (8,7% bzw. 8,2 %) als auch aus den teuren Tarifzeiten HHT1 (-4%) und HHT2 (-2,3%).

Tabelle B-18: Produktspezifische Verbrauchsverlagerung der IKT-GW1-Kunden (ohne Automatisierung)

	E-DeMa. Basis			E-DeMa. Effizienz		
VV in … bez. auf GV	**passiv**	**alle**	**aktiv**	**passiv**	**alle**	**aktiv**
ST				0,8%	2,3%	4,9%
NT	0,7%	3,6%	8,7%	-0,1%	1,2%	3,3%
HHT1				-2,4%	-3,0%	-4,0%
HHT2				1,3%	-0,1%	-2,3%

Die passiven Kunden hingegen verschieben grundsätzlich nur relativ geringe Verbrauchsmengen. Sie verschieben ihren Verbrauch sogar aus der günstigen Tarifzeit NT und in die teure Tarifzeit HHT2. Erkennbar ist zudem, dass die Summe der VV in die Tarifzeiten ST und NT der E-DeMa.Effizienz-Kunden annähernd der VV in NT der E-DeMa.Basis-Kunden entspricht. Das kann dahingehend interpretiert werden, dass die Differenzierung der Tarifzeiten von ST und NT von den Kunden nicht beachtet wurde. Ein Grund dafür liegt zum einen in dem Zeitfenster von 0 bis 6 Uhr morgens. Aufgrund der Lebensgewohnheiten ist es den Kunden kaum möglich, ihren Verbrauch manuell in diese Zeiten zu verschieben. Zum anderen ergab die Kundenbefragung, dass die Kunden das Ziel verfolgen, ihren Verbrauch in die günstigen grün visualisierten Tarifzeiten zu verschieben (vgl. hierzu auch Abschnitt 4.2.6, der die Ergebnisse der Kundenakzeptanzforschung darstellt). Obwohl die Tarifzeiten ST und NT den Teilnehmern gegenüber in zwei unterschiedlichen Grüntönen visualisiert wurden, wurde hier offenbar nicht weiter differenziert.

In Abbildung B-110 ist die VV der E-DeMa.Basis-Kunden in die Tarifzeit NT dargestellt.

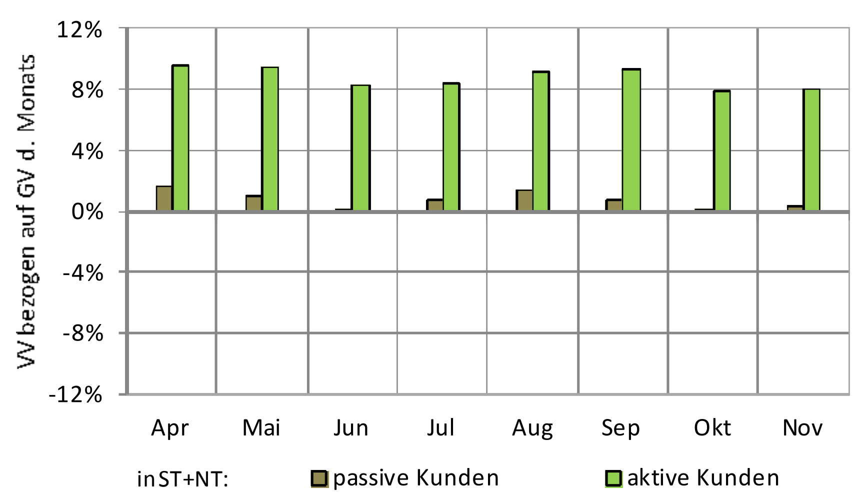


Abbildung B-110: Verbrauchsverlagerung der E-DeMa.Basis-Kunden in NT je Monat

Deutlich erkennbar ist die hohe VV in NT von den aktiven Kunden und die sehr geringe bis kaum vorhandene VV der passiven Kunden. Die aktiven Kunden zeigen keine signifikanten Ermüdungserscheinungen bei der Verbrauchsverlagerung im Laufe des Feldversuchs.

Die VV der E-DeMa.Effizienz-Kunden zeigt Abbildung B-111.

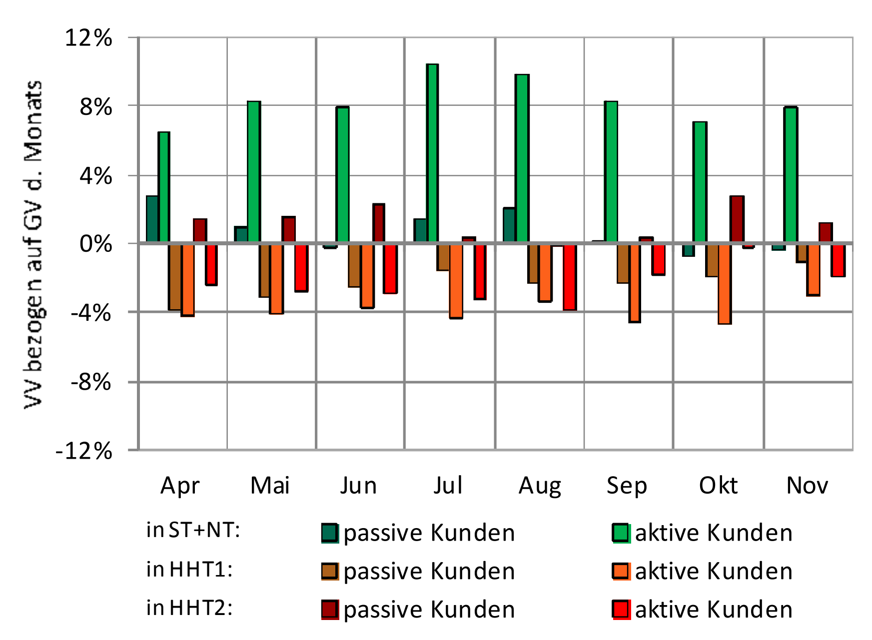


Abbildung B-111: Verbrauchsverlagerung der E-DeMa.Effizienz-Kunden in ST + NT, HHT1 und HHT2 je Monat

Analog zum E-DeMa.Basis-Produkt sind auch hier die Unterschiede zwischen den passiven und aktiven Kunden deutlich ausgeprägt. Die aktiven Kunden haben bis zu 11% ihres Verbrauchs in die Tarifzeiten ST und NT verschoben. Darüber hinaus haben sie in jedem Monat mehr Verbrauch aus den teuren Tarifzeiten HHT1 und HHT2 geschoben als die passiven Kunden. Während die passiven Kunden teilweise sogar ihren Verbrauch in die teure Tarifzeit HHT2 verschieben, schaffen es die aktiven Kunden konsequent über den gesamten Feldversuchszeitraum, ihren Verbrauch dort zu senken. Auch beim Produkt E-DeMa.Effizienz sind signifikante Ermüdungserscheinungen bei der Verbrauchsverlagerung der aktiven Kunden im Laufe des Feldversuchs nicht erkennbar.

Die VV der E-DeMa.Basis-Kunden für die untersuchten Typtage ist Abbildung B-112 zu entnehmen.

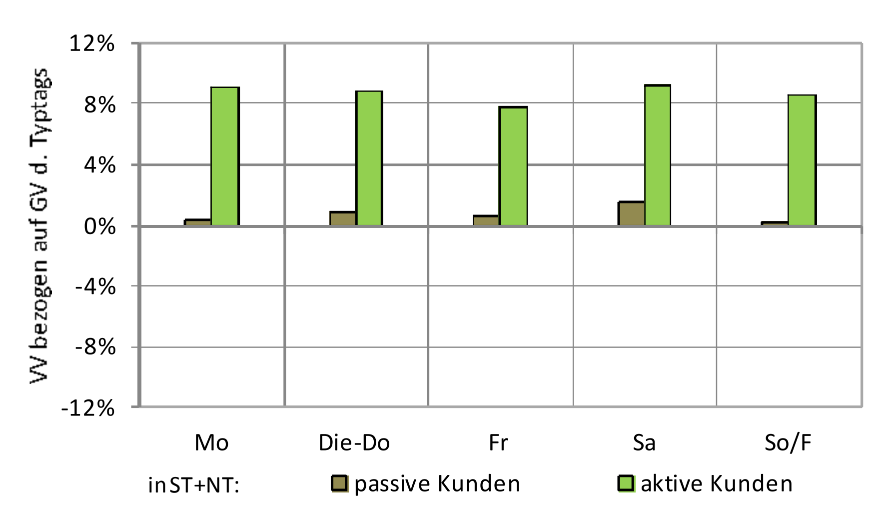


Abbildung B-112: Verbrauchsverlagerung der E-DeMa.Basis-Kunden in NT je Typtag

Bei den Ergebnissen sind zwischen den Typtagen keine prägnanten Unterschiede auszumachen. An den Freitagen ist die VV der aktiven Kunden in NT mit knapp unter 8% am geringsten. Im Produkt E-

DeMa.Effizienz hingegen sind deutliche Unterschiede an den Typtagen erkennbar (vgl. Abbildung B-113).

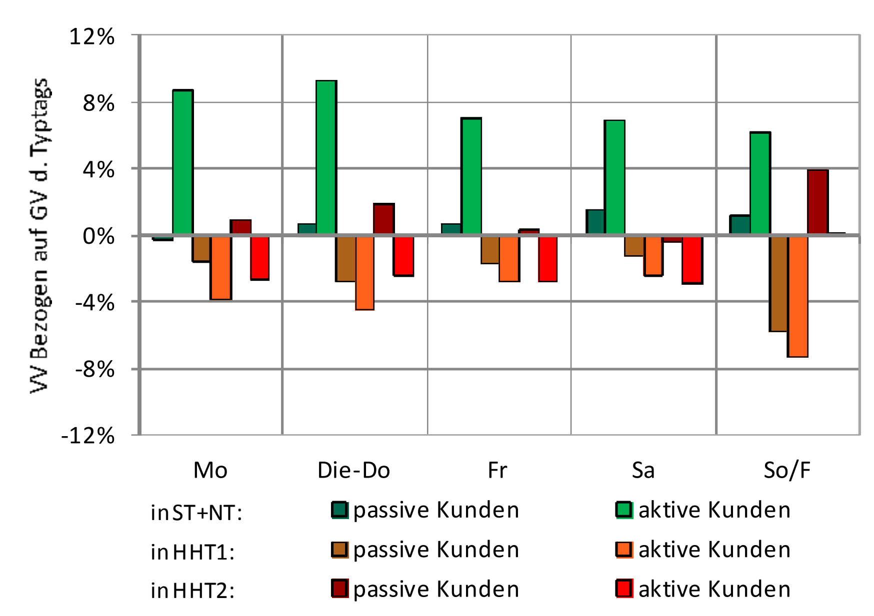


Abbildung B-113: Verbrauchsverlagerung der E-DeMa.Effizienz-Kunden in ST + NT, HHT1 und HHT2 je Typtag

Die Kunden verschieben an den Typtagen „Montag" und „Dienstag-Donnerstag" deutlich mehr Verbrauch in die Tarifzeiten ST und NT als an den übrigen Typtagen. Die Charakteristik der VV an den Typtagen von Montag bis Samstag unterscheidet sich nicht signifikant, auffällig ist allerdings die VV aus HHT1 und in HHT2 an Sonn- und Feiertagen. Aus HHT1 verschieben die aktiven Kunden fast 8% ihres Verbrauchs. Demgegenüber steht allerdings die VV in die teure Tarifzeit HHT2 am Abend. Dies führt zu der Annahme, dass die Kunden die Tarifstruktur prinzipiell annehmen, an Sonn- und Feiertagen ihre Lebensgewohnheiten aufgrund von tariflichen Vorgaben aber nicht ändern wollen oder können.

Um herauszufinden, ob die unterschiedlichen Ergebnisse bzgl. der VV zwischen den aktiven und passiven IKT-GW1-Kunden mit den soziodemographischen Eigenschaften der Kunden korreliert, wurden die aktiven und passiven Kunden anhand der nachfolgenden acht Kriterien verglichen (s. **Abbildung B-114**):

- der Gebäudetyp unterschieden in Einfamilienhaus (EFH), Zweifamilienhaus (ZFH) und Mehrfamilienhaus (MFH)
- der höchste Bildungsabschluss differenziert nach abgeschlossenem Studium, Abitur/ Hochschulreife (HSR)/Fachhochschulreife (FHR), weiterbildende Schule oder Abitur, Realschule, Hauptschule (HS)/Volksschule (VS) mit Lehre
- die Anzahl der Kinder im Haushalt von 1 bis 4 Kindern
- die Personenanzahl im Haushalt (1 – 6 Personen-Haushalte)
- die Anzahl der Personen, die im Haushalt Vollzeit arbeitet (0 – 4 Personen)
- die Anzahl der Personen, die im Haushalt Teilzeit arbeitet (0 – 2 Personen)
- das monatliche Nettoeinkommen des Haushalts

- die Haushaltsart unterschieden in Single-Haushalte (Single-HH), alleinerziehend (Alleinerz.), ohne Kind Einfachverdienerhaushalt (O. Kind Einf), ohne Kind Doppelverdienerhaushalt (O. Kind Dopp), mit Kind Einfachverdienerhaushalt (M. Kind Einf), mit Kind Doppelverdienerhaushalt (M. Kind Dopp) und sonstiges.



Abbildung B-114: Soziodemographie der passiven, aller und der aktiven IKT-GW1-Kunden

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass sich die Kundengruppen soziodemographisch kaum voneinander unterscheiden. Einzig bei der Höhe des Bildungsabschlusses und der Anzahl der Kinder sind merkliche

Unterschiede zu verzeichnen. So gibt es unter den aktiven Kunden mehr Akademiker als bei den passiven Kunden und die aktiven Kunden haben weniger Kinder im Haushalt als die passiven Kunden.

Die gesamte E-DeMa-Kundengruppe ist aufgrund der Rekrutierungsmechanismen bzw. der Selbstselektion nicht bevölkerungsrepräsentativ. Die E-DeMa-Stichprobe weist ein hohes Bildungsniveau auf. Es handelt sich um eine wohlsituierte Klientel mit überdurchschnittlichem Haushaltseinkommen, die bevorzugt im Eigenheim wohnt. Wenn man nun die hier vorliegenden soziodemographischen Ergebnisse hinsichtlich der Unterteilung in aktive und passive Kunden miteinbezieht, ist zu konstatieren, dass die aktiven Kunden noch bildungsaffiner sind. Über 60% besitzen ein abgeschlossenes Studium. Somit kann die These formuliert werden, dass intelligente Stromprodukte zurzeit eher Eliten ansprechen (also nur sehr spezifische Zielgruppen erreichen im Sinne eines Nischenangebots) und dass eine überdurchschnittliche Bildungsbiografie zur aktiveren Teilnahme befähigt bzw. diese motiviert.

4.1.1.2 Verbrauchsverlagerung der IKT-GW2-Kunden (mit Automatisierung)

Um ausschließlich den Anreiz zur VV auswerten zu können, wurden bei der Analyse der IKT-GW2-Kunden alle Tage ausgeschlossen, an denen die IKT-GW2-Kunden mit den Produkten E-DeMa.Flex und E-DeMa.Komplex dem Aggregator ihre Weiße Ware zur Schaltung bereitgestellt haben. Der Verbrauchszeitpunkt der bereitgestellten Geräte wurde an diesen Tagen durch einen Dritten (den Aggregator) bestimmt, was keiner VV entsprach, die aufgrund einer Handlung eines Kunden unter Einfluss eines zeitvariablen Tarifs zustande kommt. Im Gegensatz hierzu sind VV, die durch einen tarifoptimierten Einsatz der Weißen Ware zustande kamen, berücksichtigt worden. Da alle drei IKT-GW2-Produkte hinsichtlich der Anreize auf der Verbrauchsseite somit bezüglich der erwartbaren VV gleich waren, werden die Ergebnisse nicht produktspezifisch dargestellt. Die VV der IKT-GW2-Kunden je Stunde ist in Abbildung B-115 dargestellt.

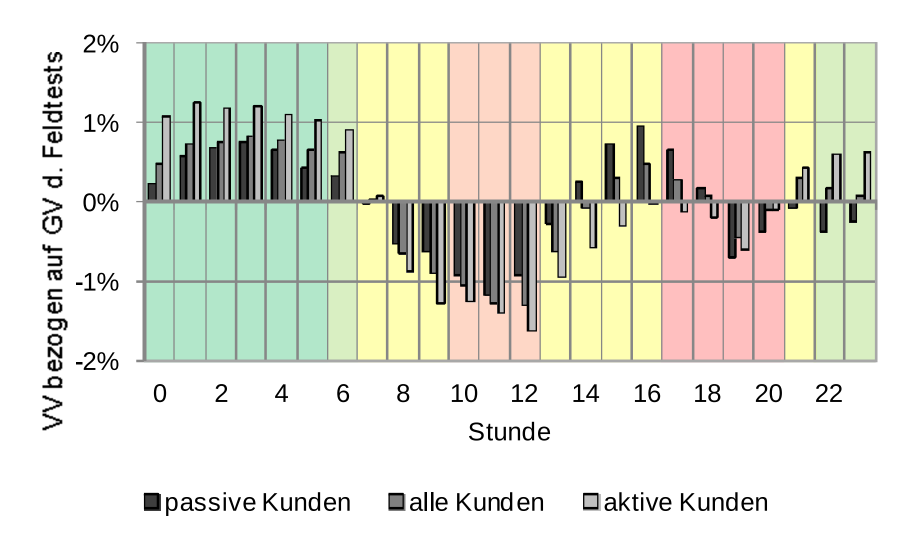


Abbildung B-115: Verbrauchsverlagerung der IKT-GW2-Kunden je Stunde

Die Automatisierung unterstützt die Kunden bei der VV in die Tarifzeit ST in der Nacht. Hier wird durchschnittlich über 1% VV erzielt, während sie bei den E-DeMa.Effizienz-Kunden noch weit unter 1% lag. Zudem kann mithilfe der automatisierten VV in die Nachtstunden die bei den Effizienz-Kunden sichtbare starke VV in der Tarifzeit NT am Morgen (5 - 6 Uhr) vermieden werden. In Tabelle B-19 sind diese Ergebnisse zusammengefasst.

Tabelle B-19: Verbrauchsverlagerung der IKT-GW2-Kunden (mit Automatisierung)

	IKT-GW2-Kunden		
VV in ... bez. auf GV	**passiv**	**alle**	**aktiv**
ST	3,3%	4,2%	6,8%
NT	-0,3%	0,9%	2,1%
HHT1	-3,1%	-3,6%	-4,3%
HHT2	-0,3%	-0,2%	-1,1%

Im Durchschnitt erreichen die aktiven Kunden mit Automatisierung ähnliche VV wie die Kunden ohne Automatisierung (E-DeMa.Effizienz). Die VV der passiven Kunden bzw. aller Kunden aus den Tarifzeiten HHT1 und HHT2 ist jedoch höher als bei den Kunden ohne Automatisierung.

Der zeitliche Verlauf der VV im Feldversuch ist in Abbildung B-116 dargestellt. Hier wurden im Gegensatz zu den Kunden ohne Automatisierung zu Beginn höhere VV erzielt. Anschließend zeigten die Kunden in ihrer Verbrauchsverlagerung Ermüdungserscheinungen. Bei den aktiven Kunden liegt die VV in den ST bzw. NT in den ersten Monaten im Durchschnitt bei knapp 10%. Diese VV nehmen im Laufe des Feldversuchs geringfügig ab und erreichen im November nur noch etwas mehr als 7%. Bei den passiven Kunden bzw. allen Kunden sinkt die hohe VV in den Monaten April und Mai (ca. 5% in ST und NT sowie mehr als 4% aus HHT1) im Laufe des Feldversuchs.

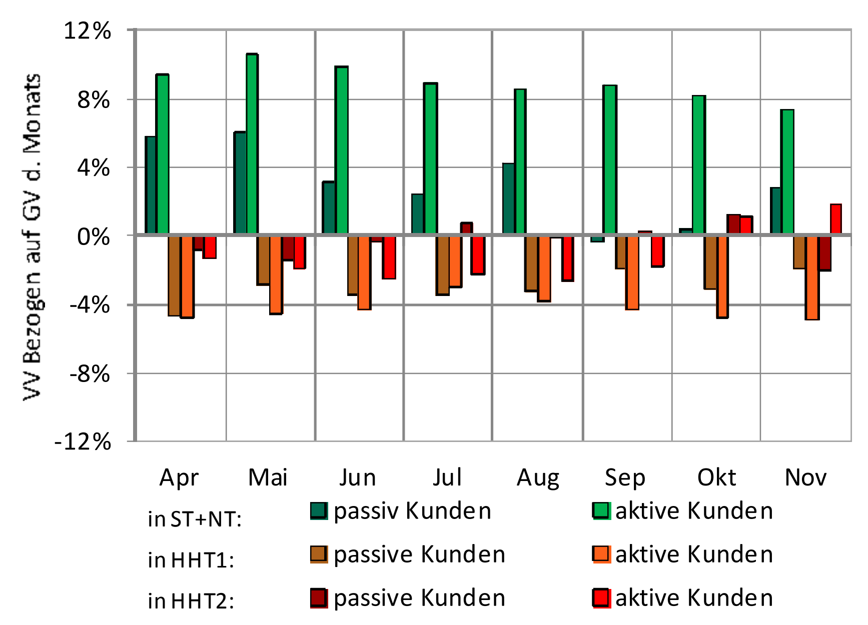


Abbildung B-116: Verbrauchsverlagerung der IKT-GW2-Kunden in ST + NT, HHT1 und HHT2 je Monat

Die Analyse der verschiedenen Typtage in Abbildung B-117 zeigt, dass es keine signifikanten Unterschiede zu Kunden ohne Automatisierung gibt.

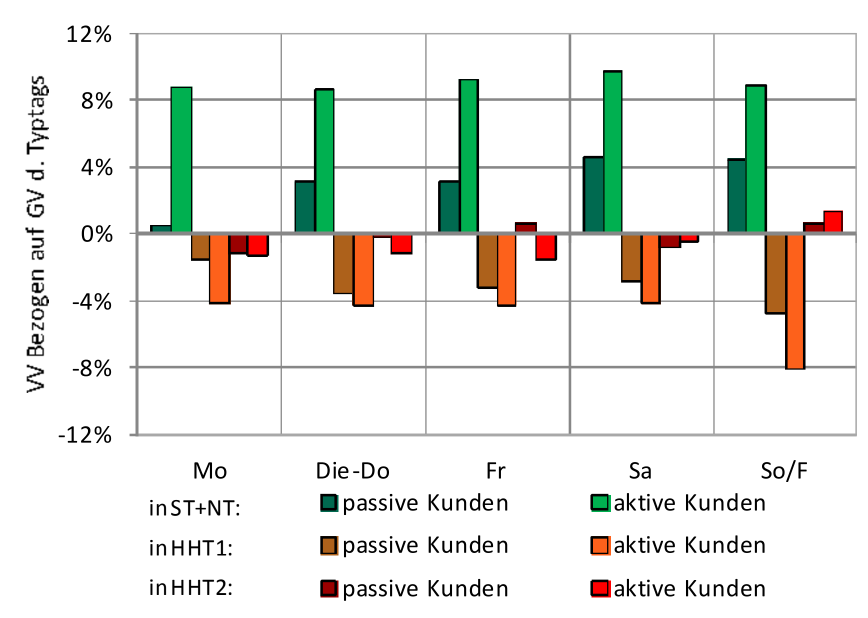


Abbildung B-117: Verbrauchsverlagerung der IKT-GW2-Kunden in ST + NT, HHT1 und HHT2 je Typtag

Die aktiven Kunden mit Automatisierung verschoben ihren Verbrauch über alle Tage relativ gleichmäßig in die Tarifzeiten ST und NT. Die Kunden ohne Automatisierung verschoben zum Wochenende hin etwas weniger Verbrauch in diese Tarifzeiten. Ebenso ist die VV aus der Mittagszeit (HHT1) über alle Typtage etwas gleichmäßiger als bei den Kunden ohne Automatisierung. Die Charakteristik der VV an Sonntagen ist ähnlich wie bei Kunden ohne Automatisierung: hohe VV aus HHT1 und geringe VV in HHT2 am Abend.

Im Allgemeinen zeigen die Ergebnisse des Verlaufs der VV im Feldversuch, dass Kunden gewisse Ermüdungserscheinungen bei der Verbrauchsverlagerung aufweisen und deshalb intensiv betreut werden müssen, um die VV nachhaltig realisieren zu können. Es hat sich außerdem herausgestellt, dass die Automatisierung auch passive Kunden dabei unterstützt, die gewünschte VV zu erreichen.

Wichtig ist es, die Kunden zu „aktivieren“. Das bedeutet, die Kunden müssen die Automatisierung zur VV auch aktiv zulassen und verschiebbare Lasten zur Verfügung stellen. Besonders hinzuweisen ist darauf, dass aktive Kunden ohne Automatisierung eine weitaus positivere VV erzielen als passive Kunden mit Automatisierung. Oberste Priorität muss es somit sein, die Kunden nicht nur durch geeignete Anreizsysteme, sondern auch durch Bewusstmachen der positiven oder negativen Auswirkungen ihres Verbrauchsverhaltens nachhaltig zu einer aktiven manuellen Verbrauchsverlagerung bzw. zu einer aktiven Nutzung der Automatisierungsfunktionen zu bewegen.

In Abbildung B-118 ist analog zu den IKT-GW1-Kunden die Soziodemographie der IKT-GW2-Kunden dargestellt (Die „Hausart“ wurde bei den IKT-GW2-Kunden nicht erfragt). Es sind nur geringe Unterschiede zwischen den aktiven und passiven IKT-GW2-Kunden erkennbar. So ist auffällig, dass die aktiven IKT-GW2-Haushalte im Verhältnis zu den passiven Haushalten oft kinderlos sind und weniger Personen Vollzeit arbeiten.



Abbildung B-118: Soziodemographie der passiven, aller und der aktiven IKT-GW2-Kunden

4.1.2 Reaktion der E-DeMa-Kunden auf kurzfristige Preisanpassungen

Die Reaktion der E-DeMa-Kunden auf kurzfristige Preisanpassungen wurde im Feldtest sowohl bei Kunden ohne (E-DeMa.Effizienz) als auch mit automatisiert zuschaltbaren Haushaltsgeräten (alle IKT-GW2-

Kunden) untersucht. Die Preisanpassungen erfolgten dabei immer heute für morgen in Form einer geänderten Tarifstruktur und waren spätestens 18 Stunden vor Beginn des nächsten Tages bei den Effizienzkunden am Display, bei den IKT-GW2-Kunden am HECUI und für beide Kundengruppen am E-DeMa-Marktplatz sichtbar. Die Tarifstruktur „Sunny-Brunch" hatte das Ziel, durch den günstigen Tarif in den Mittagsstunden einen Anreiz zu schaffen, möglichst viel Last in die Zeit zwischen 10 und 13 Uhr zu verlagern, um z. B. eine hohe Solarstromeinspeisung in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung zu nutzen. Analog dazu war das Ziel der Tarifstruktur „Stormy-Dinner" die Verbrauchsverlagerung in die Abendstunden. Ein solches Preissignal wäre zukünftig denkbar in Folge der Prognose einer hohen Windstromeinspeisung für den folgenden Abend.

Für die Auswertung wurde die VV für alle Kunden und für die aktiven und passiven Kunden der oben beschriebenen Kundengruppe an allen Tagen mit der jeweiligen Tarifstruktur bestimmt. Ein Vergleich mit dem Verbrauchsverhalten der Kunden an den Tagen mit der Tarifstruktur Standard im selben Zeitraum ermöglichte es, Aussagen über die Reaktion auf die jeweilige Preisanpassung zu treffen.

Für beide Tarifstrukturen bei den Effizienzkunden stellte sich heraus, dass die Kunden nicht auf kurzfristige Preisanpassungen heute für morgen reagierten, wenn diese gegen die zuvor etablierte und insofern "eingeübte" (Preis-)Struktur lief. Die Effizienzkunden verhielten sich an den Tagen mit veränderter Tarifstruktur genau so, als wenn die eingeübte Struktur weiterhin gültig gewesen sei (Gewöhnungseffekt). Dies zeigte sich sowohl für passive als auch für aktive Effizienzkunden.

Obwohl die IKT-GW2-Kunden die Möglichkeit der automatisierten Zuschaltung der Weißen Ware hatten, verhielten sich die Kunden im Feldtest bei Preisanpassungen heute für morgen ähnlich wie die Effizienzkunden. Bei den Kunden überwiegt ein Verhalten entsprechend der eingeübten Struktur hinsichtlich der Bereitstellungszeiten.

Die IKT-GW2-Kunden, die die günstigen Tarife bei kurzfristigen Preisanpassung genutzt haben, waren hierzu vor allem in der Lage, weil sie durch Bereitstellung eines großen Zeitfensters in den Tagesstunden überhaupt erst eine Möglichkeit erzeugten, automatisiert auf die tagesaktuellen Preise in den Mittag- und Abendstunden zu reagieren. Auch Kunden mit kurzen Bereitstellungszeiten konnten von den günstigeren Tarifen profitieren, aber auch nur, wenn die Bereitstellungszeit häufig zufällig das günstige Zeitfenster abdeckte. Es wurde deutlich, dass die Kunden im Feldtest die Preisanpassung überwiegend nicht bewusst genutzt haben, sie ihnen aber zugutekam, wenn sie der Automatisierung ein großes oder passendes Zeitfenster eröffneten.

Eine Kundenreaktion auf Preissignale konnte in der E-DeMa-Welt grundsätzlich festgestellt werden, d.h. zumindest ein Teil der Kunden ist höheren Preisen „ausgewichen". Jedoch ist bei der Interpretation dieser Reaktion in Bezug auf die tatsächliche **Preiselastizität der Elektrizitätsnachfrage von Privatkunden** zu beachten, dass die Bepreisung nicht mit realen Marktpreisen korrespondiert. Bei zunehmender Preisdynamik, d.h. bei kurzfristigen Preisanpassungen, kann jedoch eine solche Preisreaktion des Kunden kaum noch festgestellt werden. Nicht zuletzt die Aussagen der Kundenakzeptanzmessungen lassen vermuten, dass der Kunde durch die kurzfristigen Preissignale eher überfordert war und daher an seinem gewohnten Verhalten festhielt. Die Elastizität muss daher im Allgemeinen weiterhin als klein angenommen werden; sie kann ggf. durch preisabhängige Automatisierungen erhöht werden und ist kurzfristig vor allem auch davon abhängig, ob die Kunden das Preisereignis (auch in einer Umgebung mit Displays und anderen Kanälen, die grds. zur Verfügung stehen) überhaupt wahrnehmen bzw. dazu in der Lage sind, ihre täglichen und ggf. eingeübten Routinen kurzfristig anzupassen.

4.1.3 Lastverlagerung der E-DeMa.Balance-Kunden

Im Gegensatz zu der Verbrauchsverlagerung, die bei den bisher analysierten E-DeMa-Produkten im Fokus stand, besteht der Anreiz bei dem E-DeMa.Balance-Produkt darin, die Last möglich gleichmäßig auf den Tag zu verteilen, um somit Lastspitzen zu verringern. Wie in Kapitel 2.3.1 beschrieben, wird dies im E-DeMa.Balance-Produkt durch gestaffelte Preise für die in Anspruch genommene Leistung in einer Viertelstunde umgesetzt. Die Grenzen für den Übergang von einem Leistungsband ins nächste wurden individuell je Kunde in Abhängigkeit seines Jahresnormverbrauchs festgelegt.

Für die Analyse des Kundenverhaltens wurde der durchschnittliche Lastgang der E-DeMa.Balance-Kunden je Typtag normiert und dem normierten H0-Profil sowie dem normierten Lastgänge der aktiven E-DeMa.Basis- und E-DeMa.Effizienz-Kunden gegenübergestellt. So konnte die Wirkung der Produkte mit Anreizen zur Verbrauchslagerung mit der Wirkung des Anreizes der Lastvergleichmäßigung und dem H0-Profil verglichen werden. Der Abbildung B-119, Abbildung B-120 bis Abbildung B-121 sind die normierten Lastgänge für die Typtage Montag, Dienstag bis Donnerstag und Freitag zu entnehmen.

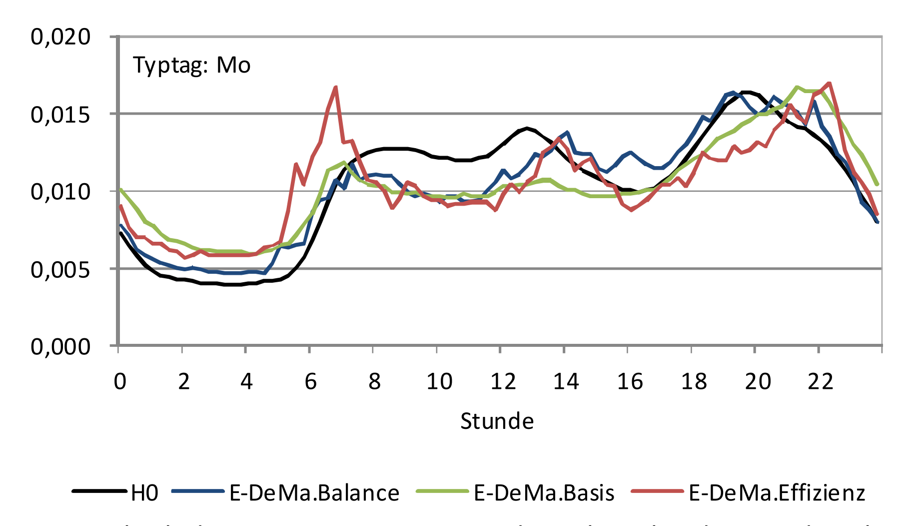


Abbildung B-119: Vergleich der normierten Lastgänge der Balancekunden mit den aktiven Basis- und Effizienzkunden und dem H0-Profil für den Typtag Montag

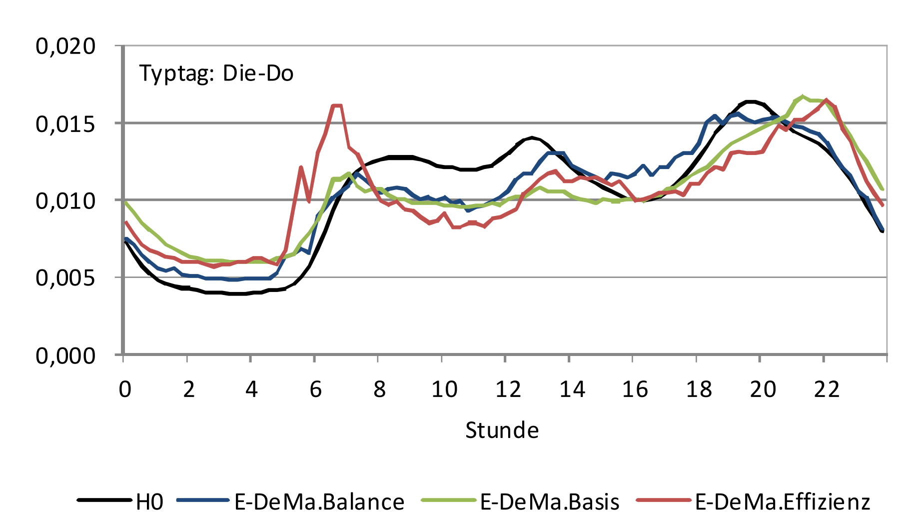


Abbildung B-120: Vergleich der normierten Lastgänge der Balancekunden mit den aktiven Basis- und Effizienzkunden und dem H0-Profil für den Typtag Dienstag bis Donnerstag

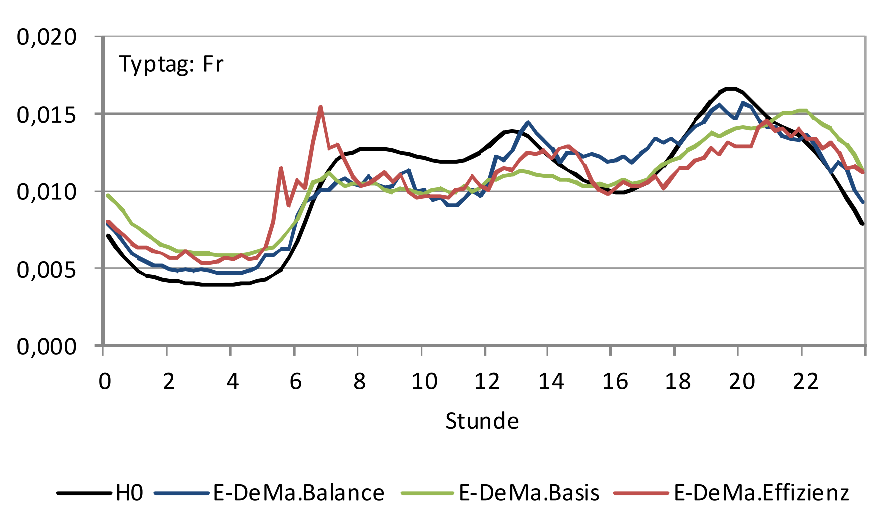


Abbildung B-121: Vergleich der normierten Lastgänge der Balancekunden mit den aktiven Basis- und Effizienzkunden und dem H0-Profil für den Typtag Freitag

Diese Abbildungen verdeutlichen die Unterschiede der einzelnen Produkte untereinander und zum H0-Profil. Im Fokus der Untersuchung standen vor allem die Lastspitzen. Sowohl die Basis- als auch die Effizienzkunden weisen morgens gegen 7 Uhr zum Ende der günstigen Niedertarifzeit eine teils deutlich ausgeprägte Spitze auf. Diese Lastspitze tritt beim H0-Profil nicht auf. Bei dem Balance-Produkt ist diese Lastspitze im Vergleich zu den anderen Produkten am geringsten und wird im Vergleich zu dem H0-Profil sogar etwas verringert. Die Mittagsspitze im H0-Profil verschob sich bei den E-DeMa-Produkten zeitlich etwas nach hinten und war teilweise weniger stark ausgeprägt. Bei den Basiskunden gab es die Mittagsspitze im Feldversuch quasi nicht mehr. Zwischen 14 und 19 Uhr ist der elektrische Energieverbrauch der Balancekunden an allen Wochentagen höher als bei den anderen Produkte und H0. Die Balancekunden füllen somit das Nachmittagstal auf. Hinsichtlich der Abendspitze ist bei den Basis- und Effizienzkunden im Vergleich zum H0-Profil eine zeitliche Verlagerung nach hinten um 1-2 Stunden erkennbar. Abgesehen von den Freitagen bilden sich hier sogar höhere Abendspitzen durch die Anreize zur Verbrauchsverlagerung. Bei den Balancekunden wurde die Abendspitze des H0-Profils montags erreicht, an den anderen Wochentagen aber deutlich verringert.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass vor allem die tariflichen Anreize zur Verbrauchsverlagerung bei den Effizienzkunden zu einer Verlagerung der Lastspitzen in die Morgenstunden (5 – 7 Uhr) und späten Abendstunden (21-23 Uhr) führten. Die Lastspitzen lagen zum Teil deutlich über den Lastspitzen des H0-Profils. Diese Beobachtung im Feldtest bestätigt die Vorhersage aus den Simulationen zu den Wirkungen der Produkte, die im Vorfeld der Kundenevaluation durchgeführt worden waren. Abbildung B-122 zeigt den Vergleich der simulierten gegenüber der gemessenen Lastkurve der Effizienzkunden, den Balancekunden und dem H0-Profil für die Wochentage Montag bis Freitag.

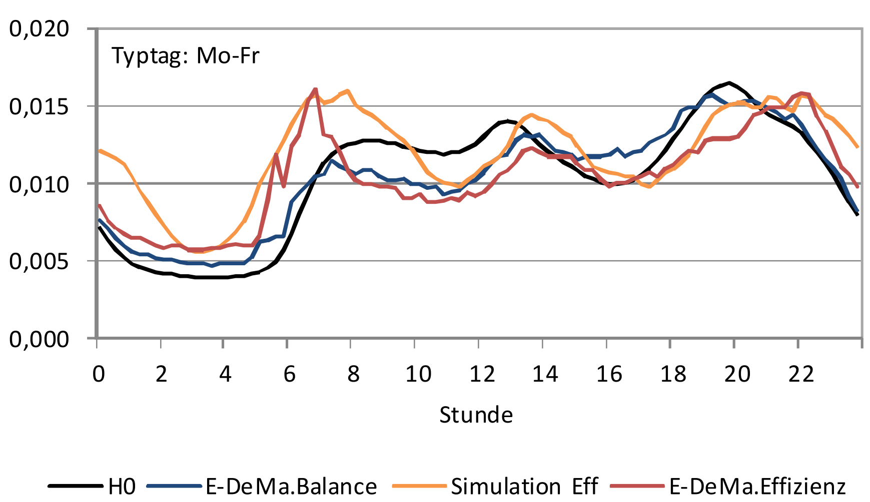


Abbildung B-122: Vergleich der normierten Lastgänge der Balancekunden mit den aktiven Effizienzkunden, den simulierten Effizienzkunden und dem H0-Profil für die zusammengefassten Typtage Montag bis Freitag

Bei den Balancekunden wurden diese Lastspitzen hingegen vermieden, was durch die hohen Preise für höhere Verbräuche erreicht wurde. Der Feldversuch bestätigt daher, dass sich Tarifstrukturen, wie sie das E-DeMa.Balance-Produkt prägen, dazu eignen, die Last über den Tag zu vergleichmäßigen. Die Lastspitzen werden verringert und das Nachmittagstal dafür weiter gefüllt.

Der Unterschied zwischen den Produkten mit dem Ziel der Verbrauchsverlagerung und E-DeMa.Balance ist bei Betrachtung der Samstage und Sonntage nicht mehr so signifikant wie unter der Woche. An Samstagen (vgl. Abbildung B-123) ähneln sich alle E-DeMa Produkte vom Verlauf her.

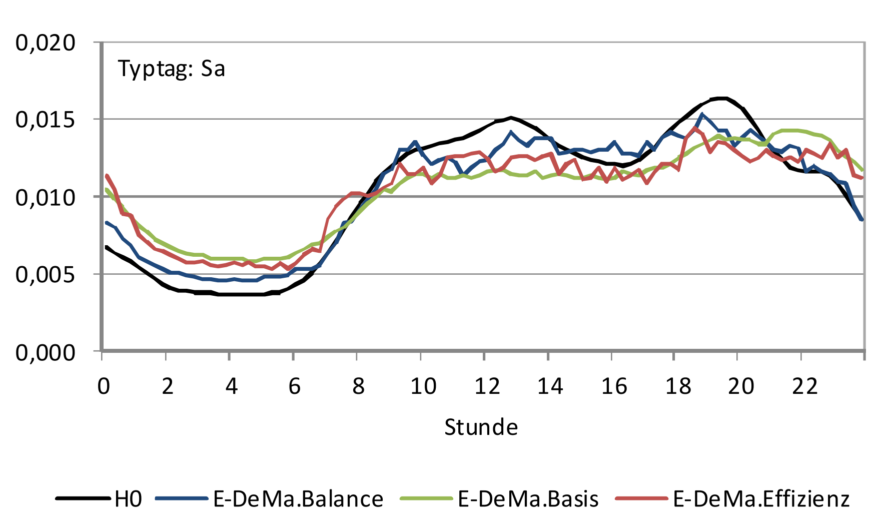


Abbildung B-123: Vergleich der normierten Lastgänge der Balancekunden mit den aktiven Basis- und Effizienzkunden und dem H0-Profil für den Typtag Samstag

Die Tendenz, dass Balancekunden das Nachmittagstal füllen, bestätigte sich auch an den Samstagen. Die Mittags- und Abendspitze des H0-Profils wurde bei allen Kunden nicht erreicht. Im Gegensatz zu den Balancekunden bleibt der Verbrauch bei den Basis- und Effizienzkunden in den günstigeren Zeiten nach 21 Uhr noch ein paar Stunden hoch. Dies zeigt, dass die Kunden ihre Last auch an Samstagen in diese Zeiten verlagert haben.

Die normierten durchschnittlichen Lastgänge an den Sonntagen sind in Abbildung B-124 zu finden. Im Vergleich zum H0-Profil weisen die E-DeMa-Produkte ein deutlich verändertes Profil auf.

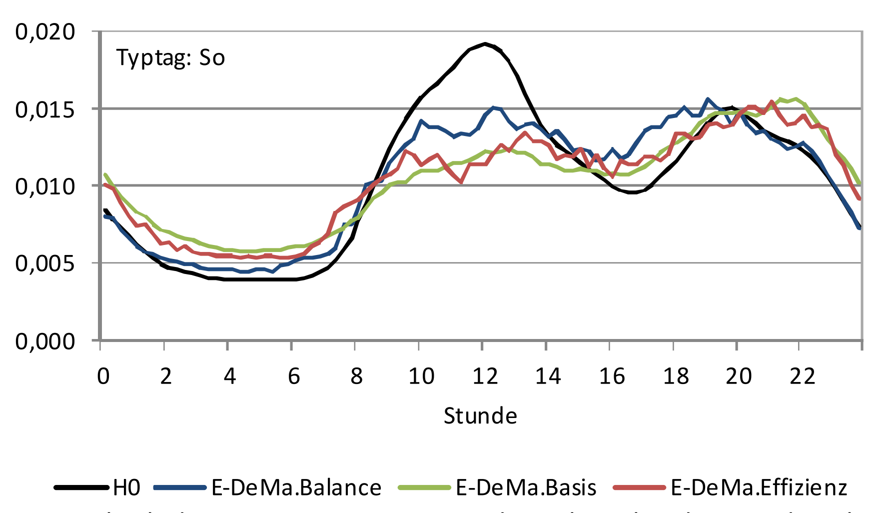


Abbildung B-124: Vergleich der normierten Lastgänge der Balancekunden mit den aktiven Basis- und Effizienzkunden und dem H0-Profil für den Typtag Sonntag

Insbesondere fällt auf, dass die im H0-Profil sehr ausgeprägte Mittagsspitze bei den E-DeMa-Kunden nicht existiert. Der Verbrauch erfolgt eher in den frühen Morgen- und Nachmittagsstunden. Durch die teure Tarifzeit HHT1 der Basis- und Effizienzprodukte in den Mittagsstunden, liegen diese Lastverläufe noch unterhalb der Last der Balancekunden. In den späteren Abendstunden (ab ca. 19 Uhr) weisen die Produkte E-DeMa.Basis und E-DeMa.Effizienz hingegen höhere Lastspitzen auf. An Sonntagen wurde die Abendspitze bei den Balancekunden nicht verringert, sondern nur zeitlich nach vorne geschoben.

Liegt in einem Netz eine hohe Solareinspeisung in den Mittagsstunden vor, stellt die wegfallende Mittagsspitze ggf. netztechnisch ein Problem dar. Um dieses Problem für die Produkte mit dem Ziel der Verbrauchsverlagerung zu vermeiden, sei hier auf das Kapitel zur „Reaktion auf kurzfristige Preisanpassung“ verwiesen. Für das Produkt E-DeMa.Balance müssen hier zusätzliche Anreize beispielsweise über Veränderung der Leistungsgrenzen zur Verbrauchssteigerung in einem solchen Zeitfenster entwickelt werden, z. B. durch eine zeitvariable Anpassung der Leistungsgrenzen, welche bei hoher Solareinspeisung die Inanspruchnahme einer hohen Bezugsleistung in den Mittagsstunden vergünstigt.

Um herauszufinden, ob die unterschiedlichen Verhaltensmuster bei den Produkten durch Unterschiede in der Soziodemographie der Kunden begründet werden können, wurden die Kunden analog zu den Kriterien in Abbildung B-114 analysiert.

Es lassen sich keine bedeutsamen Unterschiede hinsichtlich der Soziodemografie der einzelnen Produkt-Kundengruppen feststellen. Dies korrespondiert mit dem Befragungsergebnis, dass die GW1-Kunden die Produkte grundsätzlich positiv bewerten. Jedoch werden die Unterschiede zwischen den Produkten als relativ gering wahrgenommen.

4.1.4 Gerätesteuerung durch das IKT-GW2 und den Aggregator

Die IKT-GW2-Kunden hatten mit ihren Produkten die Möglichkeit, die ihnen zur Verfügung gestellten Weiße-Ware-Geräte tarifoptimiert einzusetzen. Dafür konnten sie entweder auf die aktuelle Tarifstruktur des Tages achten und die Weiße Ware in günstigen Zeitzonen selber starten (Start durch Nutzer) oder die Automatisierungsfunktion über das IKT-GW2 nutzen (Start durch IKT-GW2). Hierzu

wurde bei dem Gerät die SmartStart-Funktion aktiviert, die späteste gewünschte Endzeit des Programms am Gerät gewählt und das IKT-GW2 startete das Gerät daraufhin in der günstigsten Zeitzone. Die E-DeMa.Flex und E-DeMa.Komplex-Kunden hatten zudem die Möglichkeit, ihre Weiße Ware-Geräte dem Aggregator bereit zu stellen, damit dieser die Geräte zu einer von ihm bestimmten Uhrzeit starten konnte. Eine Bereitstellung zählte erst dann, wenn die Kunden durch Aktivierung der SmartStart-Funktion und der Wahl einer spätesten Endzeit den gesamten Zeitraum von 9 - 18 Uhr abgedeckt haben. Die betreffenden Kunden wurden hierzu durch eine „Prämie“ incentiviert, die pro Bereitstellung in ihren Erfolgsnachweis eingestellt wurde.

Alle registrierten Nutzungen der Weißen Ware wurden analysiert, um herauszufinden, inwiefern die E-DeMa-Kunden bereit waren, die SmartStart-Funktion zur Tarifoptimierung bzw. zur Schaltung durch den Aggregator zu nutzen. Abbildung B-125 zeigt die relativen Anteile der Nutzungen der Weiße-Ware-Geräte je Monat differenziert nach „Start durch den Nutzer“, „Start durch das IKT-GW2 und „Bereitstellung für den Aggregator“.

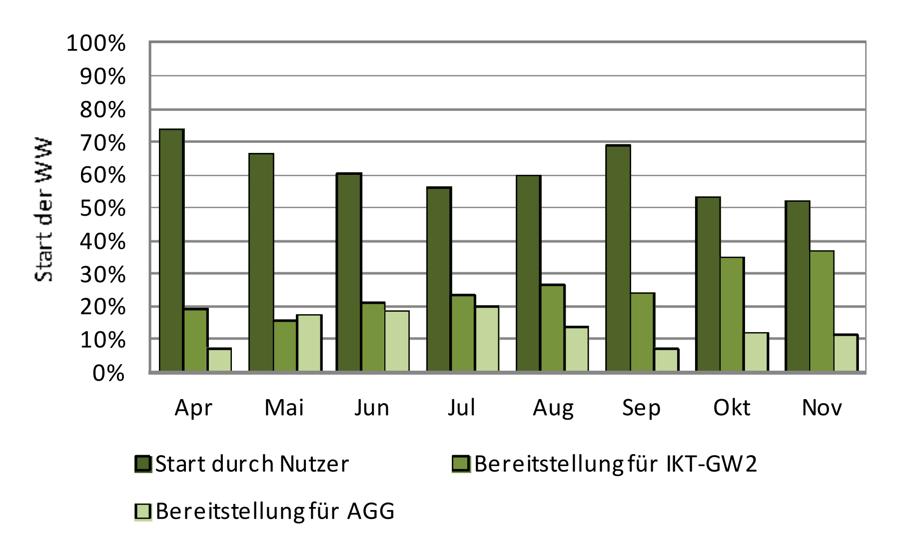


Abbildung B-125: Start der Weiße-Ware-Geräte durch den Nutzer, das IKT-GW2 oder Bereitstellung für den Aggregator

Während zu Beginn des Feldversuchs die Kunden über 70% der Weiße-Ware-Einsätze selber starteten, nutzten sie im Laufe des Feldversuchs immer häufiger die Automatisierungsfunktion durch das IKT-GW2. Im November überließen die Kunden sogar über 35% der Nutzungen der Automatisierung durch das IKT-GW2. Dem Aggregator wurden die Weiße Ware-Geräte nicht so häufig bereitgestellt, wie die tarifoptimierte Steuerung durch das IKT-GW2. Nach einem verhaltenen Start im April, der jedoch auch geprägt durch anfängliche technische Schwierigkeiten war, stieg der Anteil der Bereitstellungen an allen Nutzungen kontinuierlich bis zum Juli mit 20% an. Ab August nahm das Interesse offensichtlich wieder etwas ab und pendelte sich um 10% ein.

Da die Kunden zum einen mit der Kombination Waschmaschine und Geschirrspüler und zum anderen mit der Kombination Waschmaschine und Wäschetrockner ausgestattet wurden, ist von Interesse, welches Weiße Ware-Gerät am ehesten für die tarifoptimierte Steuerung durch das IKT-GW2 genutzt und welches dem Aggregator bereitgestellt wurde (Abbildung B-126, Abbildung B-127). Dabei ist zu beachten, dass es sich um 107 Waschmaschinen, 86 Wäschetrockner und 21 Geschirrspüler handelt.

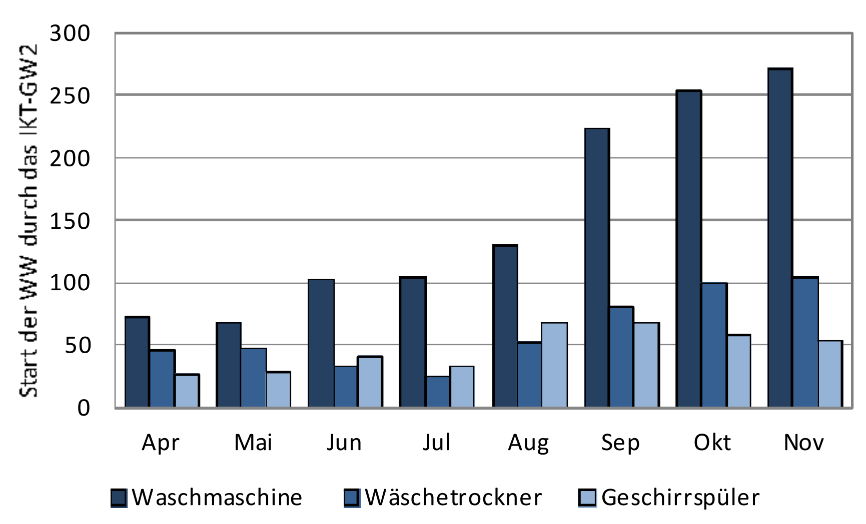


Abbildung B-126: Bereitstellung der Weiße Ware-Geräte für das IKT-GW2 (im Feldversuch wurden 107 Waschmaschinen, 86 Wäschetrockner und 21 Geschirrspüler eingesetzt)

Abbildung 1.30 verdeutlicht, dass die Kunden mit zunehmender Projektlaufzeit ihre Geräte immer häufiger dem IKT-GW2 für eine Tarifoptimierung zur Verfügung gestellt haben. Der Anstieg ab dem Monat September ist teilweise auch darauf zurückzuführen, dass die Kunden im September schriftlich auf die Automatisierung angesprochen wurden und die Funktionsweise dort nochmals detailliert beschrieben wurde. Die Akzeptanz einer solchen Automatisierung benötigt also sowohl eine gewisse Anlaufzeit sowie eine enge Kundenbetreuung. Relativ betrachtet, finden die Geschirrspüler die höchste Akzeptanz bei den Kunden für eine Steuerung durch das IKT-GW2. Es werden zwar mehr Waschmaschinen im Feldversuch für eine Tarifoptimierung durch das IKT-GW2 genutzt, allerdings wurden auch ca. 5-mal so viele Waschmaschinen im Feldversuch eingesetzt.

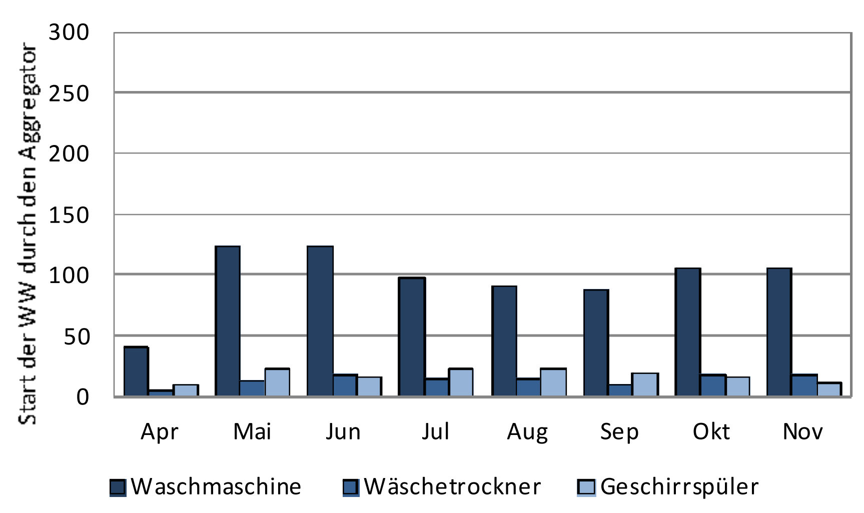


Abbildung B-127: Bereitstellung der Weiße Ware-Geräte für den AGG (im Feldversuch wurden 107 Waschmaschinen, 86 Wäschetrockner und 21 Geschirrspüler eingesetzt)

Die Anzahl an Bereitstellungen für den Aggregator ist im Feldtestzeitraum relativ konstant. Nachdem die Kunden die Anlaufschwierigkeiten der ersten beiden Monate bewältigt haben, werden konstant ca. 100 Waschmaschinen bzw. 15 Wäschetrockner und Geschirrspüler pro Monat für den Aggregator bereitgestellt. Für die Aggregatorbereitstellung eignet sich die Waschmaschine am besten. Die Geschirrspüler finden hier zwar eine etwas höhere Akzeptanz als die Wäschetrockner, eignen sich für die Aggregatorbereitstellung aber nicht so gut wie für die Tarifoptimierung. Gründe hierfür können in der

fest vorgeschrieben Bereitstellungszeit für den Aggregator liegen. Dieser Zeitraum deckt die Morgens- und Mittagsstunden ab und scheint daher für eine Bereitstellung der Geschirrspüler ungeeignet. Der Wäschetrockner eignet sich mit Blick auf Abbildung B-127 so gut wie gar nicht für eine Aggregatorbereitstellung. Ein Grund hierfür ist sicherlich, dass eine Bereitstellung des Wäschetrockners bedeutet, dass die noch nasse Wäsche morgens vor 9 Uhr in den Wäschetrockner gelegt werden muss, um aber womöglich erst am Nachmittag getrocknet zu werden. Das akzeptiert der größte Teil der Teilnehmer nicht.

Weitere Untersuchen haben gezeigt, dass sich nach ersten Bedenken bei einem automatisierten Start der Waschmaschine und dem Wäschetrockner in den ersten Monaten, der Anteil erhöhte, sodass letztlich über 30% aller Nutzungen der Waschmaschine und des Wäschetrockner durch einen automatisierten Start erfolgten. Insgesamt stellten 61% der Aggregatorkunden (Kunden mit E-DeMa.Flex oder E-DeMa.Komplex) ihre Weiße Ware-Geräte dem Aggregator mindestens einmal bereit.

Die tarifoptimierte Steuerung über das IKT-GW2 wurde von den Kunden noch besser angenommen. Sie wurde von 78% aller IKT-GW2-Kunden mindestens einmal genutzt. Die relativen Häufigkeiten der Bereitstellungszeit für die SmartStart-Funktion sind Abbildung B-128 zu entnehmen. Die Bereitstellungszeit für den SmartStart ist definiert als die Zeit zwischen der SmartStart-Aktivierung durch den Kunden und dem spätest möglichen Startzeitpunkt, welcher der gewünschten Endzeit des Kunden abzüglich der Programmdauer entspricht.

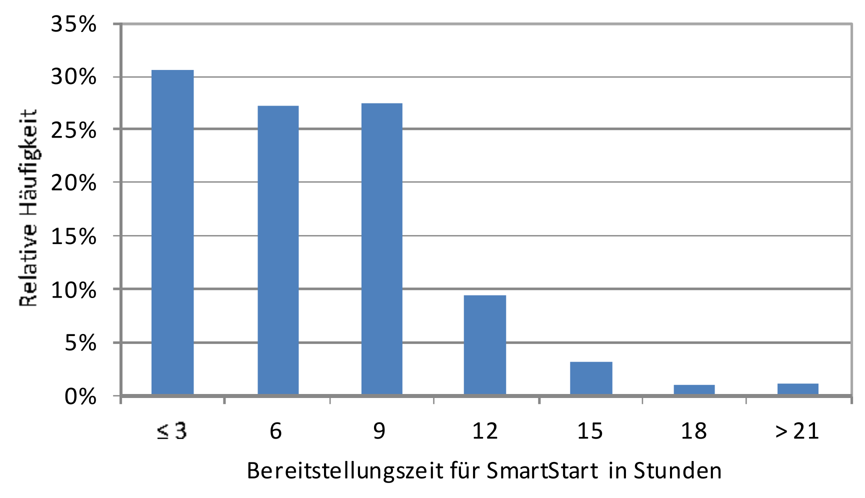


Abbildung B-128: Histogramm der Bereitstellungszeit für den SmartStart durch das IKT-GW2 in Stunden

Im Durchschnitt waren die Kunden bereit, die Weiße-Ware-Geräte zwischen 3 und 6 Stunden für eine tarifoptimierte Steuerung durch das IKT-GW2 bereitzustellen. Es zeigt sich, dass die Kunden bei der Nutzung der SmartStart-Funktion am häufigsten eine Zeit von bis zu 3 Stunden gewählt haben. Bei diesen Bereitstellungen ist die Optimierungsmöglichkeit des IKT-GW2 im Hinblick auf die Tarifstruktur stark eingeschränkt, da die meisten Tarife für eine Dauer von 3 Stunden gültig sind. 27% der Kunden haben eine Bereitstellungszeit größer als 3 Stunden und bis zu 6 Stunden gewählt und weitere 27% eine Bereitstellungszeit größer als 6 Stunden und bis zu 9 Stunden. Hier überdeckt die Bereitstellungszeit grundsätzlich immer zwei oder mehr Tarifstufen, sodass eine Tarifoptimierung des IKT-GW2 möglich wird. Bei 15% der Bereitstellungen wurden sogar Zeiten bis hin zu 24 Stunden gewährt. Dies ist hinsichtlich einer Optimierung natürlich wünschenswert, allerdings könnte dies je nach Weiße Ware-Gerät bedeuten, dass z.B. nasse Wäsche über viele Stunden in der Trommel liegt, was auf Grund des

u. U. unangenehmen Geruchs und sonstiger negativer Begleiterscheinungen von den Kunden nur selten akzeptiert wird.

4.1.5 Verbrauchsreduktion der E-DeMa-Kunden

Schließlich hat das E-DeMa-Konsortium auch analysiert, inwiefern die E-DeMa-Kunden ihren Stromverbrauch durch die höhere Transparenz über ihr eigenes Verbrauchsverhalten und in deren Folge den bewussteren Umgang mit Energie reduziert haben. Wie bereits erwähnt, lag das Anreizen einer Verbrauchsreduktion insofern nicht im Fokus von E-DeMa, als es das eigentliche Ziel des Projekts war, Lastverlagerungspotenziale zu quantifizieren. Lediglich in der Option „Sparfuchs“ (vgl. Kapitel 2.3.1) wurden die IKT-GW1-Teilnehmer mit einem eigenständigen Anreiz zur Verbrauchsreduktion konfrontiert. Hier bestand das Erkenntnisziel aber nicht zuletzt darin herauszufinden, wie viele Teilnehmer ein solches, auf eine Einsparung von Energie ausgerichtetes „Produkt“ überhaupt wählen würden und ob es den Teilnehmern gelingen würde, dass vergleichsweise hohe Einsparziel (7% ggü. Vorjahr), auf das das Musterprodukt ausgelegt war, auch tatsächlich zu erreichen.

Wie bereits erwähnt, wurde hierzu das in den vorherigen Abschnitten dargestellte Vorgehen bei der Analyse leicht modifiziert. Als Verbrauchsreduktion (VR) wird innerhalb der E-DeMa-Auswertungen die Reduzierung des absoluten Verbrauchs im Feldversuch (April bis November 2012) V_F gegenüber dem auf Basis des Vorjahresverbrauchs prognostizierten Referenzverbrauch V_P im Feldversuchszeitraum bezogen auf den Referenzverbrauch verstanden. VR ergibt sich somit durch

$$\mathrm{VR} = \frac{V_{\mathrm{P}} - V_{\mathrm{F}}}{V_{\mathrm{P}}}$$

Um den erwarteten Referenzverbrauch eines Teilnehmers zu bestimmen, wird für jeden Tag des Feldtests das normierte H0-Lastprofil mit dem für das Jahr 2012 prognostizierten Verbrauch des Kunden skaliert. Die Messmethode zeigt also immer dann Verbrauchseinsparungen an, wenn der tatsächliche Verbrauch eines bestimmten Tages unter demjenigen desselben Tages, der mit dem Vorjahresverbrauch skaliert wurde, liegt.

In Abbildung B-129 ist zunächst die Verbrauchsreduktion für die IKT-GW1-Kunden ohne Sparoption dargestellt. Die Auswertung ergab eine durchschnittliche Verbrauchsreduktion in Höhe von 7,4%, obwohl die Kunden keinen zusätzlichen Anreiz zur Einsparung erhielten. Zu Beginn des Feldversuchs lag die monatliche Verbrauchsreduktion weit über dem Mittelwert. Zum Ende des Feldversuchs nahm dieser Effekt etwas ab bis hin zu einem eher geringen Wert von ca. 3% im November.

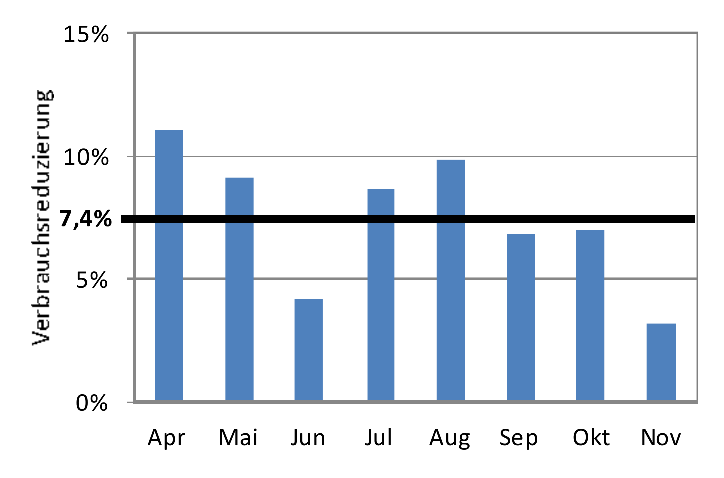


Abbildung B-129: Verbrauchsreduktion aller IKT-GW1-Kunden ohne Sparoption (533 Kunden)

Bei den IKT-GW1-Kunden, die ein Produkt mit Sparoption gewählt hatten (und die entsprechende Produktbeschreibung dann auch bis zum Ende des Feldtests die Sparoption behielten) wurde eine noch höhere Verbrauchsreduktion als bei den Kunden ohne Sparoption erwartet. Die Ergebnisse in Abbildung B-130 bestätigen diese Erwartung jedoch nicht.

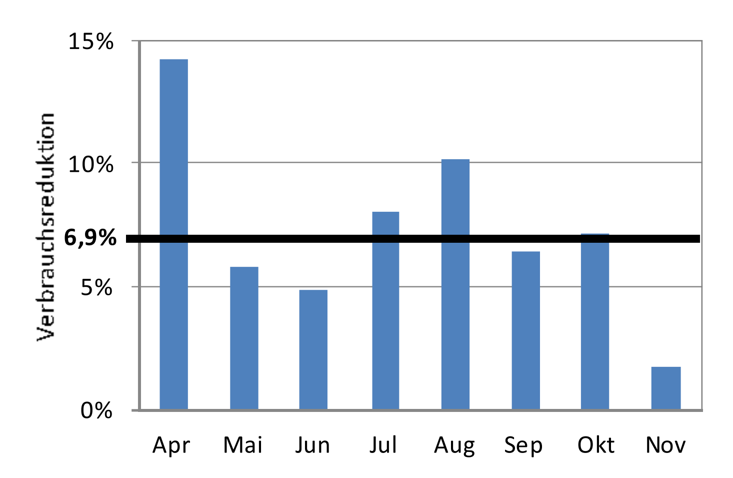


Abbildung B-130: Verbrauchsreduktion aller IKT-GW1-Kunden mit Sparoption (22 Kunden)

Zwar kommt es im April zu einer sehr hohen Verbrauchsreduktion von über 14%, diese flacht aber bereits im Mai deutlich ab und bleibt anschließend eher auf demselben Niveau wie bei den Kunden ohne Sparanreiz. Mit 6,9% im Mittel haben die Kunden mit Sparoption ihren Verbrauch sogar weniger reduziert und damit auch im Mittel die im Rahmen der Option „Sparfuchs“ vereinbarten Ziele einer Reduktion von 7 % nicht erreicht.

Die Ergebnisse der Verbrauchsreduktion bei den IKT-GW1-Kunden sind ein starker Hinweis darauf, dass bereits die Auseinandersetzung mit dem eigenen elektrischen Energieverbrauch und die Visualisierungsmöglichkeiten durch Display und den E-DeMa-Marktplatz die Kunden zu einer Verbrauchsreduktion bewegen können. Dies wird durch die Auswertung der Kundenbefragung bestätigt. Der Vergleich der IKT-GW1-Kunden mit und ohne Sparoption zeigt, dass der zusätzliche Anreiz der Sparoption bei den Kunden nicht nachhaltig, sondern nur kurzfristig wirkt.

Die Verbrauchsreduktion der IKT-GW2-Kunden ist in Abbildung B-131 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen eine durchschnittliche Verbrauchsreduktion in Höhe von 4,9%. Vor allem der negative Wert, also die Verbrauchserhöhung im November, ist auffällig.

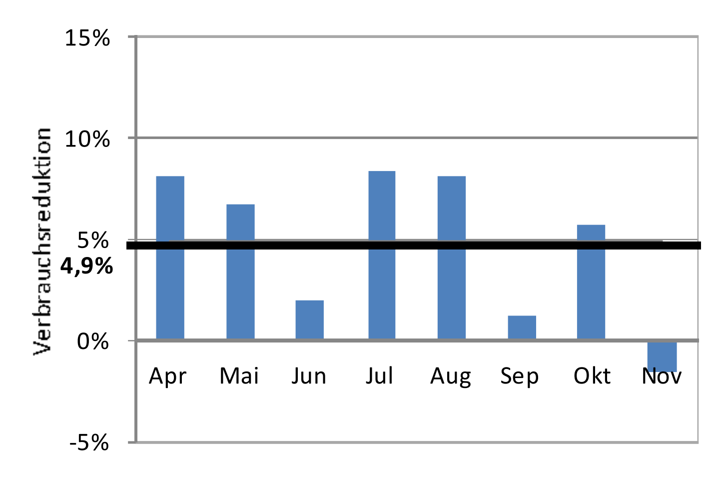


Abbildung B-131: Verbrauchsreduktion aller IKT-GW2-Kunden (99 Kunden)

Bei der Plausibilisierung der Ergebnisse ist jedoch zu beachten, dass grundsätzlich Geräte zur Automatisierung für einen energetischen Mehrverbrauch sorgen, der den Einsparzielen des Kunden entgegenwirkt. Insbesondere die Infrastruktur zur Steuerung der Weiße Ware[117]-Geräte bzw. der µKWK-Anlage weist einen nicht unerheblichen Eigenbedarf auf und wirkt einer Verbrauchsreduktion entgegen.

Bei den IKT-GW1-Kunden machte die eingebaute Infrastruktur, bestehend aus einem Zähler mit Kommunikationsmodul (MUC oder AMIS), nur 0,6% des Gesamtstromverbrauchs aus und fällt nicht weiter ins Gewicht. Neben den IKT-Komponenten, die auch bei den IKT-GW1-Kunden eingebaut wurden, bestand die IKT-Infrastruktur bei den IKT-GW2-Kunden zusätzlich aus den Kommunikationsmodulen für die Inhouse-Netze, den Kommunikationsmodulen für die Weiße Ware-Geräte und dem IKT-GW2. Die Kunden mit µKWK-Anlage benötigten außerdem noch einen zusätzlichen Einspeisezähler und einen µKWK-Controller. Die um den Eigenverbrauch der eingebauten IKT-Komponenten bereinigte Abbildung B-132 verdeutlicht dies. Daher wird die Verbrauchsreduktion der IKT-GW2-Kunden durch den Mehrverbrauch der IKT-Komponenten abgeschwächt. Geht man davon aus, dass sich der Energieverbrauch bei Kommunikationsgeräten in weiteren Evolutionsschritten verringern wird, wird sich dieses temporäre Problem mittelfristig erledigt haben.

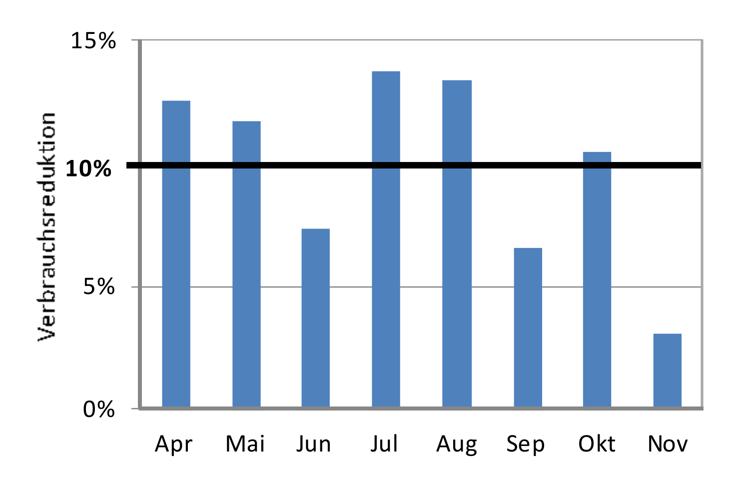


Abbildung B-132: Verbrauchsreduktion aller IKT-GW2-Kunden, bereinigt um den Eigenverbrauch der eingebauten IKT-Infrastruktur (99 Kunden)

Ein Vergleich der bereinigten Verbrauchsreduktion der IKT-GW2-Kunden gegenüber den IKT-GW1-Kunden legt die Vermutung nahe, dass die IKT-GW2-Kunden im Durchschnitt 2 - 3% mehr Verbrauch als die IKT-GW1-Kunden reduzieren konnten. Diese Differenz bei der Verbrauchsreduktion in Höhe von durchschnittlich 165 kWh pro Jahr kann jedoch zum Teil darauf zurückgeführt werden, dass bei den IKT-GW2-Kunden neue und sehr effiziente Weiße Ware-Geräte eingebaut wurden und somit ältere Geräte durch neue ersetzt wurden[118]. Legt man diesen Effekt zugrunde, so ergibt sich kein nennenswerter Unterschied zwischen der Höhe der Verbrauchsreduktion bei den IKT-GW1- und IKT-GW2-Kunden im Feldtest. Eine gesicherte Aussage kann hier allerdings nur getroffen werden, sofern die exakten Verbrauchswerte der ersetzten Geräte bekannt wären.

[117] Es sei an dieser Stelle daran erinnert, dass die seitens E-DeMa im Bereich IKT GW2 zur Verfügung gestellte Weiße Ware die Geräte Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler beinhaltete, wobei jeder teilnehmende Haushalt jeweils eine Waschmaschine und eines der beiden anderen Geräte erhalten hat.

[118] Für diese Abschätzung wurde anhand der Nutzungshäufigkeit je WW-Gerät in jedem Monat des Feldtests der Stromverbrauch von den Weiße Ware-Geräten der Firma Miele verglichen mit dem Stromverbrauch von üblichen Weiße-Ware-Geräten aus dem Jahr 2000.

Der Vollständigkeit halber ist in Abbildung B-133 die Verbrauchsreduktion aller E-DeMa-Kunden mit der durchschnittlichen Verbrauchsreduktion von 7,1% dargestellt.

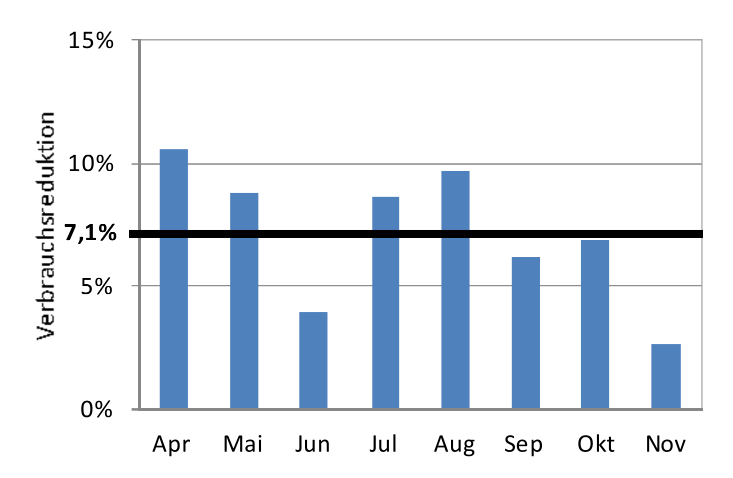


Abbildung B-133: Verbrauchsreduktion aller E-DeMa-Kunden (643 Kunden)

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass die während des Feldtests erhobenen Daten eine Verbrauchsreduktion gegenüber den prognostizierten Verbräuchen zeigen. Dies ist bemerkenswert, da bei der Auswertung der soziodemographischen Daten festgestellt wurde, dass es sich bei den E-DeMa-Kunden nicht um Kunden handelt, von denen anzunehmen ist, dass die aus finanziellen Gründen ein starkes Interesse haben könnten, ihren Verbrauch zu reduzieren.

Das insoweit erfreuliche Resultat bleibt nichtsdestotrotz überraschend und zeigt gerade auch im Vergleich zu den Ergebnissen anderer Forschungsprojekte in Deutschland mit klarem Smart Meter-Fokus, sehr hohe relative Verbrauchsreduktionen. So haben die seitens der Konsortialpartner SWK bzw. RWE durchgeführten Projekte Intelliekon und „Mülheim zählt." mit 3,7 %[119] und 2,8%[120] nur ca. halb so hohe Einsparwerte ermittelt. Es ist darauf hinzuweisen, dass diese Ergebnisse zwar auf Basis einer kleineren Gruppe, aber unter Einbezug einer „ungestörten" Vergleichsgruppe (Kontrollgruppe) und tatsächlicher Verbrauchswerte in den Vergleichsjahren ermittelt wurde.

Vor diesem Hintergrund hat das E-DeMa-Konsortium einige grundsätzliche Überlegungen zu der Frage angestellt, welche Effekte ursächlich für das ermittelte Ergebnis gewesen sein könnten: Hier erscheint insbesondere die Modellierung der Referenzhaushalte, welche sich für die Frage der Lastverlagerung als äußerst potent erwiesen hatte, für die Messung einer Verbrauchsreduktion ggf. weniger geeignet gewesen zu sein. Wie oben beschrieben, wurden die Einsparungen in kWh auf Basis des H0-Profils und des prognostizierten Jahresverbrauchs des E-DeMa-Kunden modelliert. Das H0-Profil berücksichtigt jedoch keine Schulferien o.ä., d.h. das Profil ist auf den Jahresgesamtverbrauch orientiert und nimmt in seinem Verlauf auf die (jährlich wechselnden) Ferienzeiten keine Rücksicht. Im Auswertungszeitraum des Projekts E-DeMa von April bis November 2012 lagen jedoch die Osterferien (02.04.2012 – 14.04.2012), die Sommerferien (09.07.2012 – 21.08.2012) und die Herbstferien (08.10.2012 – 20.10.2012) des Bundeslandes Nordrhein-Westfalen; insofern muss die hohe Verbrauchsreduktion, die gerade in diesen Zeiträumen gemessen wurde, relativiert werden. Denn es ist mehr als wahrscheinlich, dass der seitens des H0-Profils vorhergesagte, kumulierte Verbrauchswert in einem Ferienmonat

[119] Vgl. Intelliekon (2011): Nachhaltiger Energiekonsum von Haushalten durch intelligente Zähler-, Kommunikations- und Tarifsysteme, ERGEBNISBERICHT, S. 6.
[120] Vgl. RWE Deutschland AG (2013): Faktenblatt MHz.

höher liegt als der tatsächliche Verbrauchswert, insbesondere dann, wenn einzelne Teilnehmer in den fraglichen Zeiträumen tatsächlich Urlaub gemacht haben und nicht zu Hause waren.[121] In den obigen Abbildungen ist deutlich erkennbar, dass die hohen Verbrauchsreduktionen pro Monat mit den Monaten mit Schulferien koinzidieren (speziell im April und in den Sommermonaten). Wäre auch eine Verbrauchsreduktion für die Monate von Dezember bis März gemessen worden, so würde diese die durchschnittliche Verbrauchsreduktion über einen Zeitraum von 12 Monaten verringern, da zu erwarten ist, dass bspw. im Februar höhere Verbrauchswerte als durch das H_0-Profil prognostiziert aufgetreten wären. Des Weiteren sind im zeitlichen Verlauf Ermüdungserscheinungen bezüglich der Verbrauchsreduktion erkennbar, was ebenfalls darauf schließen lässt, dass die durchschnittliche Verbrauchsreduktion über einen Betrachtungszeitraum von 12 Monaten geringer ausfallen würde.

4.1.6 Nutzung der Produktwechselmöglichkeit über den Marktplatz

Bei den IKT-GW1-Kunden bestand die Möglichkeit des Produktwechsels während des Feldtestzeitraums. Dadurch, dass die Produktwechsel am E-DeMa-Marktplatz registriert wurden, war es möglich, diese nachzuvollziehen und hieraus Hinweise auf die Attraktivität der einzelnen Produkte für den Kunden zu gewinnen. Zu Beginn des Feldtests wurden alle IKT-GW1-Kunden aufgefordert, sich in das E-DeMa-Marktplatzsystem einzuloggen und ein Musterprodukt auszuwählen. Hatte ein Kunde dies nicht gemacht, bekam er das E-DeMa.Basis-Produkt zugewiesen. Es gab in jedem Monat des Feldtests Produktwechsel, sogar noch 3 Tage vor Ende des Feldtests. Die Statistik der Kunden bezüglich des Produktwechsels ist Tabelle B-20 zu entnehmen.

Tabelle B-20: Produktwechsel der IKT-GW1-Kunden

	Anzahl Kunden mit Produktwechsel
1 Wechsel	61
2 Wechsel	17
3 Wechsel	12
4 Wechsel	4
Gesamt	**94**
Anteil an IKT-GW1-Kunden	**17,2 %**

Demnach haben rund 17 % der Haushalte mindestens einmal das Produkt gewechselt. Es zeigte sich, dass die meisten E-DeMa-Kunden nur einmal das Produkt gewechselt haben. Vier Kunden wechselten vier Mal ihr Produkt. In der Befragung gaben 23,8% an, die Wechseloption genutzt zu haben. Auffällig ist, dass bei den Wechseln in das Effizienz-Produkt und in das Balance-Produkt fast eine Gleichverteilung herrscht. In Tabelle B-21 ist festgehalten, wie oft die Kunden in welche Produkte gewechselt haben.

[121] Im Projekt E-DeMa wurden keine Daten über die Urlaubsaktivitäten der Teilnehmer erhoben.

Tabelle B-21: Anzahl Produktwechsel je Kunde in den Modellregionen

	Wechsel in das Produkt …
… E-DeMa.Basis	17
… E-DeMa.Basis.Spar	14
… E-DeMa.Effizienz	54
… E-DeMa.Effizienz.Spar	9
… E-DeMa.Balance	39
… E-DeMa.Balance.Spar	14
Gesamt	**147**

Insgesamt wurde 147 Mal das Produkt gewechselt. Die Auswertung des Produktwechselverlaufs einzelner Kunden zeigte hier, dass Kunden das E-DeMa.Effizienz- oder E-DeMa.Balance-Produkt zwar ausprobierten, dann aber letztlich 20% dieser Kunden wieder zurück in das „einfachere" E-DeMa.Basis-Produkt gewechselt sind.

4.2. Hauptbefunde und Erkenntnisse zum Kundenverhalten und zur Kundenakzeptanz

In einem Projekt, welches wie E-DeMa in einem umfangreichen Feldtest kumuliert, ist eine genaue und umfangreiche Auswertung des Kundenverhaltens und der Kundenakzeptanz insofern von hoher Bedeutung, als der Projekterfolg und eine Umsetzung der Projektergebnisse in reale (Energie-)Produkte auch immer davon abhängt, ob die Teilnehmer sich nur im Rahmen des Feldversuchs engagiert haben bzw. mit welchem Engagement darüber hinaus zu rechnen ist. Im Folgenden werden daher zum einen Ergebnisse in Bezug auf das Kundenverhalten zusammengefasst, wie sie sich aus den objektiven, dem E-DeMa-Konsortium im Rahmen der Feldarbeit bekannt gewordenen Daten ergeben. Zum anderen nimmt eine Analyse der Kundenakzeptanz breiten Raum ein, wobei diese auf subjektiven Daten beruht, d.h. auf den Auffassungen und Wahrnehmungen der Teilnehmer selbst, soweit diese solche im Rahmen von Befragungen berichtet haben.

4.2.1 Erkenntnisse zum Nutzungsverhalten der Teilnehmer in Bezug auf den Marktplatz

Bezüglich des Kundenverhaltens kann zunächst mit Blick auf die zuvor geschilderten Ergebnisse nochmals festgestellt werden, dass nicht alle Kunden im Bereich IKT-GW1 von den Möglichkeiten des Produktwechsels (vgl. 4.1.6.) Gebrauch gemacht haben. Dies muss aber nicht notwendigerweise bedeuten, dass ein großer Teil dieser Kunden die Möglichkeiten des Projekts nicht wahrgenommen hat; vielmehr kann ein Nicht-Wechsel eine bewusste Entscheidung des einzelnen Teilnehmers für das weniger komplexe Musterprodukt „E-DeMa-Basis" darstellen. Wie die Ergebnisse der Kundenakzeptanzforschung (vgl. 4.2.2) zeigen, ist dies auch teilweise der Fall gewesen. Darüber hinaus ist aber zu konstatieren, dass die Teilnehmer insgesamt im Projektverlauf eine gewisse Ermüdung gezeigt haben. Denn während zu Beginn des Projekts der Marktplatz noch relativ häufig aufgesucht wurde, hat das Interesse an diesem Informationsmedium, welches immerhin mit den Erfolgsnachweisen Zugang zu einem zentralen Projektelement bot, deutlich nachgelassen.

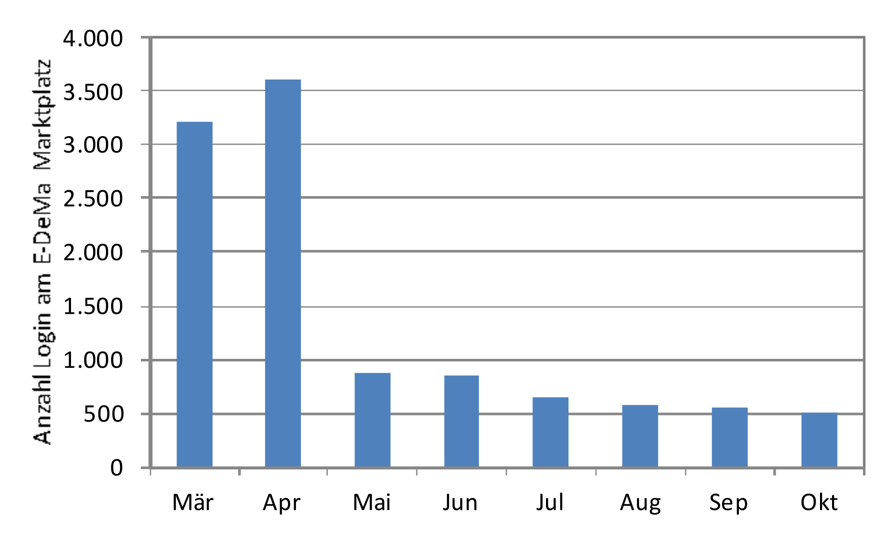


Abbildung B-134: Monatliche Anzahl der Log-ins am E-DeMa Marktplatz im Lauf des Feldversuchs über alle Teilnehmer

Insofern ist die in 4.1.1. getroffene Unterscheidung in „aktive“ und „passive“ Kunden nicht nur zum Zweck der weiteren Analyse zutreffend, sondern es muss auch darüber hinaus festgestellt werden, dass es zumindest Indizien dafür gibt, dass nicht alle Kunden, die tatsächlich in den Feldversuch gestartet sind, diesen über den kompletten Zeitraum mit derselben hohen Aktivität begleitet haben – auch dies sollte bei der Interpretation der Ergebnisse und Prognosen über deren Nachhaltigkeit beachtet werden.

4.2.2 Erkenntnisse aus der Kundenakzeptanzforschung[122]

Der Vorhabensbeschreibung entsprechend, hat das E-DeMa-Konsortium parallel zur Entwicklung der Musterprodukte sowie der Vorbereitung des Feldtests Überlegungen dazu angestellt, wie das Kundenverhalten und die Kundenakzeptanz der Feldtest-Teilnehmer dokumentiert und gemessen werden könnte. Dabei war es das Ziel der Kundenakzeptanzmessung mittels Selbstauskunft der Teilnehmer deren Meinungsäußerungen und „subjektives“ Empfinden zu E-DeMa zu erheben.

Vor dem Hintergrund der Komplexität des Feldversuchs wurde frühzeitig die Notwendigkeit einer differenzierten Analyse erkannt. D.h. Ziel war eine Aufnahme von selbst berichtetem Kundenverhalten und Kundenakzeptanz, die wenigstens zwischen den IKT-GW1 und IKT-GW2 Kunden differenzieren und dabei auch noch in der Lage sein sollte, Musterprodukte, Ausstattungsunterschiede und andere für den Erfolg von E-DeMa aus Sicht eines einzelnen Teilnehmers maßgebliche Variablen zu berücksichtigen. Es sollte abgebildet werden, aber auch durch das Untersuchungsdesign abbildbar sein, wie die Kunden ihre Handlungsoptionen (innerhalb der Produkt- und der Visualisierungslogik von E-DeMa) bewerten und welche Motivationshintergründe von den teilnehmenden Kunden beschrieben werden. Daneben ergab sich bereits aus sozialwissenschaftlichen Überlegungen die Forderung, auch sozioökonomische Daten zu erheben, um eine Zuordnung der Teilnehmer zu sozialen Gruppen sowie Aussagen zu einer Verallgemeinerbarkeit der Ergebnisse zu erlauben. Daneben bestand bei einzelnen Mitgliedern des Konsortiums ein hohes Interesse an entsprechenden sozioökonomischen Daten sowie einer Kundenakzeptanzforschung, da die durch diese Mitglieder angestrebten Forschungsziele zumindest teilweise von der Verfügbarkeit entsprechender Daten abhingen.

[122] Die im Folgenden wiedergegebenen Abbildungen entstammen der Ergebnispräsentation des Auftragnehmers vgl. Fraunhofer Konsortium: E-DeMa Kunden-Akzeptanzforschung. Ausgewählte Ergebnisse aus den Befragungen IKT GW 1 und IKT GW 2, 24.04.2013.

Mit Blick auf die im Projektantrag zur Messung der Kundenakzeptanz vorgesehenen, knapp bemessenen Mittel hat sich daher relativ frühzeitig die Erkenntnis durchgesetzt, dass unter der insofern bestehenden budgetären Beschränkung maximal eine „online“-Befragung durchzuführen gewesen wäre. Diese hätte jedoch den entscheidenden Nachteil mit sich gebracht, dass die aus Sicht des Konsortiums geforderte „Trennschärfe“ der Befragung und Auswertung nicht zu erreichen gewesen wäre.[123] Der Konsortialpartner RWE Deutschland hat sich vor diesem Hintergrund entschieden, einen ohnehin mit einem Konsortium von Fraunhofer Instituten und affiliierten Einrichtungen bestehenden Vertrag zu Kundenbefragungen im Umfeld des Projekts „Mülheim zählt.“ umzuwidmen, und die in diesem Vertrag noch zur Verfügung stehenden Mittel in das Projekt E-DeMa einzubringen.

Insofern beziehen sich die im Folgenden dargestellten Ergebnisse auf die durch das Fraunhofer ISI (Karlsruhe), das Fraunhofer ISE (Freiburg) und das IREES (Karlsruhe) mit Feldtest-Unterstützung der GfK (Nürnberg) im Auftrag von E-DeMa durchgeführten und auch durch diese Institute ausgewerteten Befragungen. Das E-DeMa-Konsortium betrachtet als einen expliziten Vorteil dieses Vorgehens, dass die Datenaufnahme und Analyse des Kundenverhaltens sowie der Kundenakzeptanz in Bezug auf den Feldversuch insofern von einem unabhängigen, qualifizierten Dritten vorgenommen wurde.[124] Zudem wurden die entsprechenden Vereinbarungen im ausreichenden Vorlauf vor dem Feldversuch getroffen, sodass die Durchführung einer Befragung durch die GfK und deren Auswertung durch das Fraunhofer Konsortium bereits in den Teilnahmevereinbarungen mit den Kunden berücksichtigt werden konnte.

Nachdem festgelegt wurde, dass die Befragungen durch das Fraunhofer Konsortium durchgeführt wird, haben die an der Durchführung und Auswertung des Feldversuchs beteiligten Konsortialpartner in enger Abstimmung mit dem Fraunhofer Konsortium die folgende dreiteilige Untersuchungsstrategie entwickelt:

- Durchführung einer telefonischen Befragung bei allen IKT-GW1-Kunden. Diese Befragung ist aufgrund der gewählten Befragungsmethode im Wesentlichen quantitativ orientiert.
- Durchführung einer telefonischen Befragung bei allen IKT-GW2-Kunden. Diese Befragung entspricht im allgemeinen Teil derjenigen der IKT-GW1-Kunden und ist aufgrund der gewählten Befragungsmethode ebenfalls im Wesentlichen quantitativ orientiert.
- Durchführung eines qualitativen Tiefeninterviews vor Ort bei ca. 50% der IKT-GW2-Kunden mit dem Ziel, möglichst viele qualitative Informationen über das Verhalten dieser (mit zahlreichen technischen Neuerungen konfrontierten) Kunden zu gewinnen.

Für jede dieser drei Befragungsformen hat das E-DeMa-Konsortium gemeinsam mit den Fraunhofer Instituten einen spezifischen Fragebogen bzw. einen Interviewleitfaden gestaltet. Hierbei wurde auf die in den Befragungen der Projekte „Intelliekon“ und „Mülheim zählt.“ gemachten Erfahrungen ebenso zurückgegriffen wie auf das auf Seiten der Auftragnehmer in den relevanten Fragestellungen vorhandene Know-how. Zusätzlich wurden die Datenerhebungswünsche einzelner Konsortialpartner ebenso berücksichtigt, wie die Diskussionen zu sozioökonomischen Erhebungen in der Fachgruppe „Markt“ der Begleitforschung des E-Energy-Programms.

Zentrale Fragestellungen für die (E-DeMa) Kundenakzeptanz-Forschung, die in den entwickelten Fragebögen adressiert wurden, waren dabei:

[123] Darüber hinaus zudem die Erwartung einer vglw. geringen Teilnahmequote.
[124] Vgl. hierzu auch Abschnitt 4.2.2.6 der die Schlussfolgerungen enthält, zu denen das Fraunhofer Konsortium gelangt sind.

- Wie bewerten die Kunden die Musterprodukte?
- Wie wird die Visualisierung bewertet?
- Welche Verlagerung wird - nach Beurteilung der Kunden - erzielt?
- Findet die Smart-Start-Funktion (Automatisierung) Akzeptanz?

Schließlich hat die GfK die entsprechenden Befragungen in der zweiten Hälfte des Feldversuchs durchgeführt[125], deren Ergebnisse an das Projektkonsortium übermittelt, von wo aus sie in pseudonymisierter Form an die Fraunhofer Institute und die sie benötigenden Konsortialpartner zum Zwecke der Auswertung weitergereicht wurden. Durch dieses Vorgehen wurde sichergestellt, dass sozioökonomische Daten und sonstige Befragungsangaben einzelner Kunden aus den quantitativen Befragungen mit den Messdaten des IKT-GW1 und IKT-GW2 verknüpft werden konnten (vgl. hierzu die Ergebnisdarstellungen in 4.1), ohne dass die Teilnehmer in einzelnen Auswertungen auf die ihnen zugesicherte Anonymität verzichten mussten.

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse fassen die umfangreichen Auswertungen in quantitativer wie qualitativer Hinsicht, die durch das Fraunhofer Konsortium erstellt worden sind, zusammen und verknüpfen diese im Bereich IKT-GW2 dort, wo dies sinnvoll erscheint.

4.2.2.1 Eckdaten zu den durchgeführten Befragungen

Die folgende Abbildung zeigt zunächst das grundsätzliche Untersuchungsdesign, welches in den beiden quantitativen Befragungen zum Einsatz gekommen ist, am Beispiel IKT-GW2. Die Auswertung erfolgt jeweils zunächst innerhalb der Spalten (deskriptiv), ebenso wurde der Einfluss von Soziodemographie, Einstellungen, Einschätzung, Nutzung, Bewertung und Wirkung aufeinander untersucht (wirkungsprüfende Analyse).

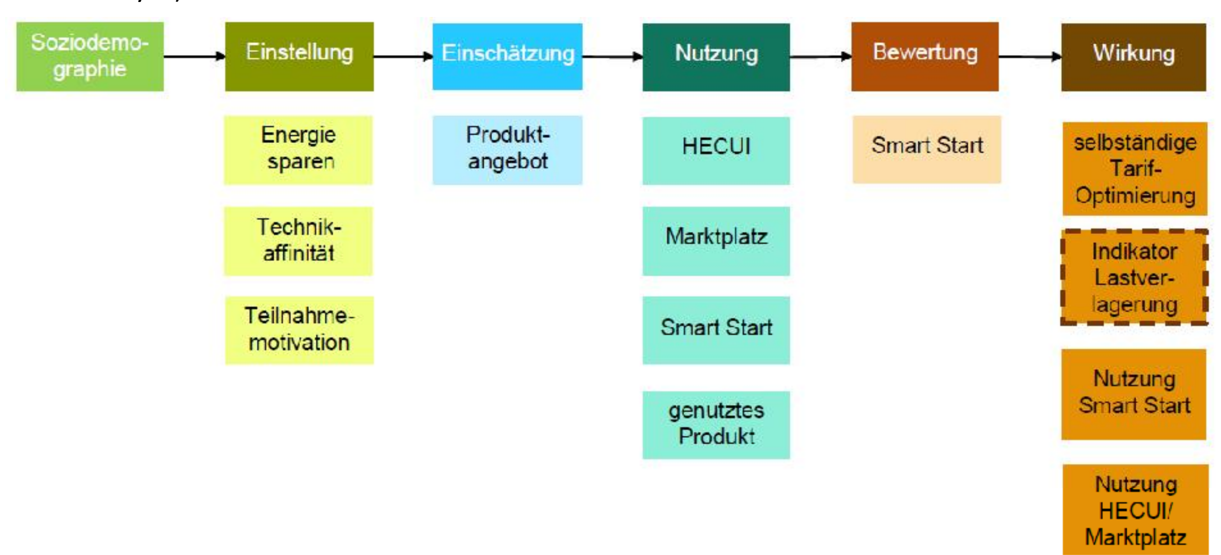


Abbildung B-135: Untersuchungsdesign der Kundenakzeptanz-Befragung am Beispiel IKT-GW2

Wie die folgende Tabelle zeigt, wurden mit 411 durchgeführten quantitativen Befragungen im Bereich IKT-GW1 sowie 106 entsprechenden Befragungen im Bereich IKT-GW2 insgesamt gute Beteiligungswerte erzielt. Auch bezüglich der qualitativen Tiefeninterviews konnte das Ziel des Konsortiums mit 45

[125] Für die Wahl des Zeitpunkts waren im Wesentlichen zwei Aspekte entscheidend, eine Befragung zu Musterprodukten und Projektinfrastruktur setzt voraus, dass die Teilnehmer Gelegenheit hatten, sich mit den entsprechenden Gerätschaften etc. vertraut zu machen, d.h. es musste ein Zeitraum von wenigstens drei Monaten vergangen sein. Zusätzlich sollte eine Befragung innerhalb der Schulferien in NRW vermieden werden, um eine möglichst hohe Antwortquote zu erreichen.

erfolgreich geführten Interviews erreicht werden. Aus sozialwissenschaftlicher Sicht bemerkenswert im Hinblick auf die Zusammensetzung der Stichprobe sind der hohe Anteil an Frauen im Bereich IKT-GW2 sowie die vglw. hohe Quote an Teilnehmer, die als erreichten Bildungsabschluss ein Studium angegeben haben. Schließlich lassen auch die (wenn auch nicht von allen Teilnehmern gemachten) Angaben zum Haushaltseinkommen auf eine Teilnehmergruppe von guter bis besser (Aus)Bildung und eher hohem Einkommen schließen.

Tabelle B-22: Stichprobenumfänge und Soziodemographie IKT-GW1 und IKT-GW2

Variable	IKT GW 1	IKT GW 2 Quantitativ	IKT GW 2 Qualitativ
N	411	106	45
Anteil Frauen	28%	56%	34%
Anteil Zwei-Personen-Haushalte	41%	32%	26%
Anteil Vier-Personen-Haushalte	27%	32%	31%
Mittleres Alter	56 Jahre	56% zwischen 44 und 58 Jahre alt	49 Jahre
Bildung	56% Studium	47% Studium	47% Studium
Häufigste Einkommenskategorie (Euro/ monatlich)	34% 3500-5000 31% >5000	35% 2500-3500	Mittelwert: 2500-3500

4.2.2.2 Einschätzung des Produktangebots

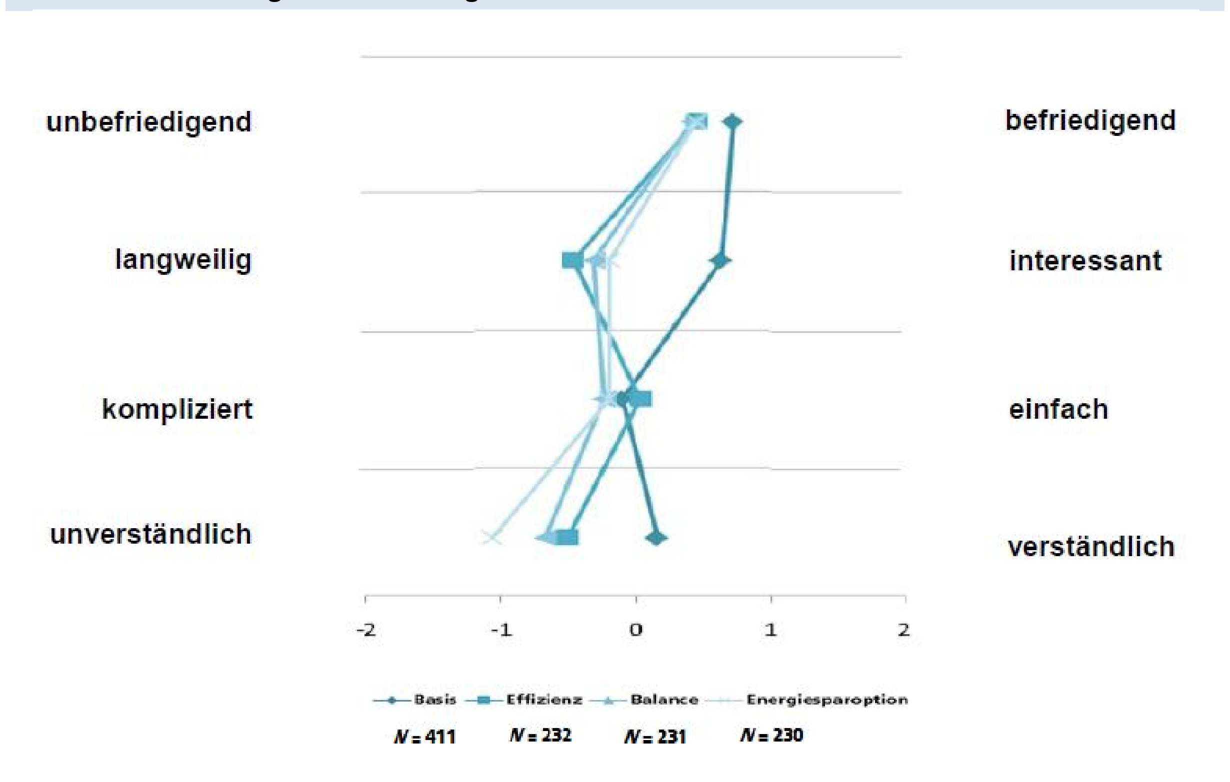


Abbildung B-136: Einschätzung des Musterproduktangebots IKT-GW1

Mit Blick auf die obige Abbildung kann festgestellt werden, dass das Musterprodukt Basis aus Sicht der Teilnehmer als am interessantesten und verständlichsten empfunden worden ist. Dagegen wurde die

Option „Sparfuchs“ eher als unverständlich eingeschätzt. Alle Produkte wurden aber insgesamt als befriedigend und eher einfach denn kompliziert bewertet. Auch im Bereich IKT-GW2, in dem keine Möglichkeit zum Produktwechsel gegeben war, wurden die Produkte insgesamt eher positiv bewertet, wobei die Einschätzungen der Teilnehmer eher noch weniger differenziert waren als im Bereich IKT-GW1.

Produktwechsel IKT-GW1

Zum Zeitpunkt der Befragung hatten 87% der Teilnehmer das Musterprodukt Basis gewählt; Effizienz und Balance konnten dagegen nur 8% bzw. 5% der Teilnehmer auf sich vereinen. Allerdings haben nach Angaben der 395 Teilnehmer, die Angaben zum Produktwechsel gemacht haben, 32% das Produkt einmal gewechselt, 10% sogar mehrmals, d.h. bezogen auf die Gesamtstichprobe von 411 haben 18,2% das Produkt einmal gewechselt, 5,6% sogar mehrmals. Die Option „Sparfuchs“ wurde nach Angaben der Befragten von keinem der Teilnehmer gewählt, was den Auswertungen der Marktplatzdaten und Erfolgsnachweise widerspricht (vgl. 4.1.5) und zugleich zeigt, dass entweder Verständnisprobleme bei der Befragung selbst aufgetreten sind oder die Befragten sich an bestimmte Entscheidungen, die sie im Rahmen des Feldversuchs getroffen hatten, nicht mehr erinnern konnten. Es könnte aber auch sein, dass genau diejenigen Kunden, die die Option „Sparfuchs“ gewählt hatten, nicht unter den 411 befragten Kunden waren. Darüber hinaus konnte grundsätzlich festgestellt werden, dass verschiedene Nutzergruppen in Bezug auf ihre spezifischen Einstellungen und Wertorientierungen angesprochen wurden. Dies lässt sich dahingehend interpretieren, dass eine weitere zielgruppenspezifische Entwicklung von Lastverlagerungsinstrumenten erfolgreich sein kann.

4.2.2.3 Bewertung der Visualisierung durch die Teilnehmer

Die Visualisierung über das Display und den Marktplatz war ein zentraler Bestandteil der Konzeptionen von E-DeMa. Insofern waren auch die Einschätzungen der Teilnehmer zu diesen beiden Informationsquellen im Bereich IKT-GW1 zentral für die Kundenakzeptanzforschung. Dabei zeigte sich, dass das Display, welches in Relation zu einem PC, der als Zugang zum Marktplatz in Betrieb zu nehmen war, einen schnelleren und direkteren Zugang zu einem Großteil der Feldtestinformationen bot, insgesamt von der Mehrheit der Teilnehmer als nützlicher und anwendbarer empfunden wurde.

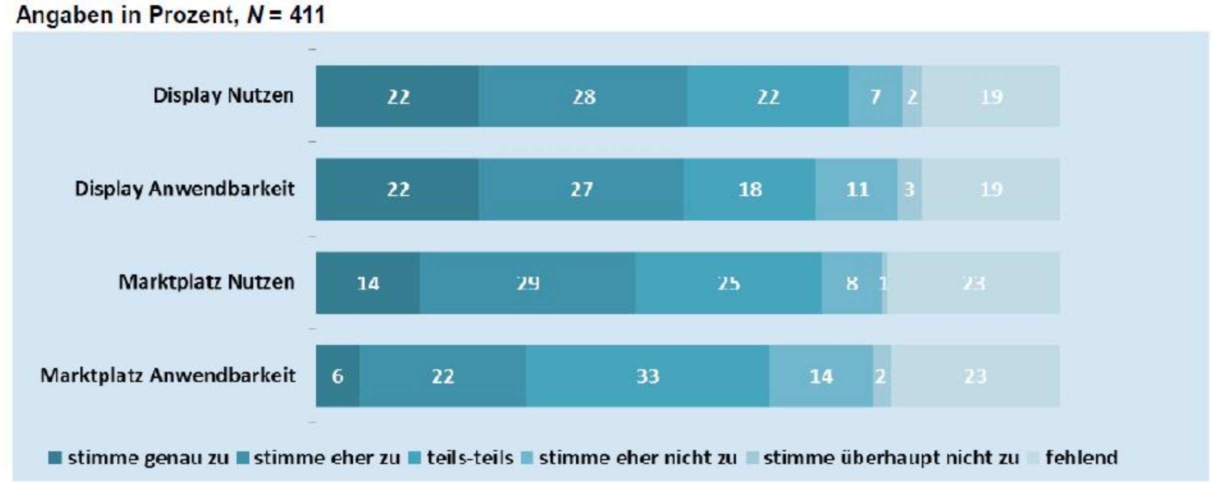


Abbildung B-137: Display und Marktplatz bei IKT-GW1[126]

[126] Die in der Grafik zu 100% fehlenden Werte weisen darauf hin, dass ca. 20% der Stichprobe den Gesamtumfang der Produkte nicht überblickten und möglicherweise Display und Marktplatz nicht verwendeten.

Im Bereich IKT-GW2 bestand keine Differenz zwischen Marktplatz und HECUI insofern, als dass beide Systeme über eine PC-Oberfläche einzusehen waren. Trotzdem zeigen die Ergebnisse der Befragung, dass von über 70% der Teilnehmer eines der beiden Systeme nutzen, das HECUI aber insgesamt häufiger genutzt wird.

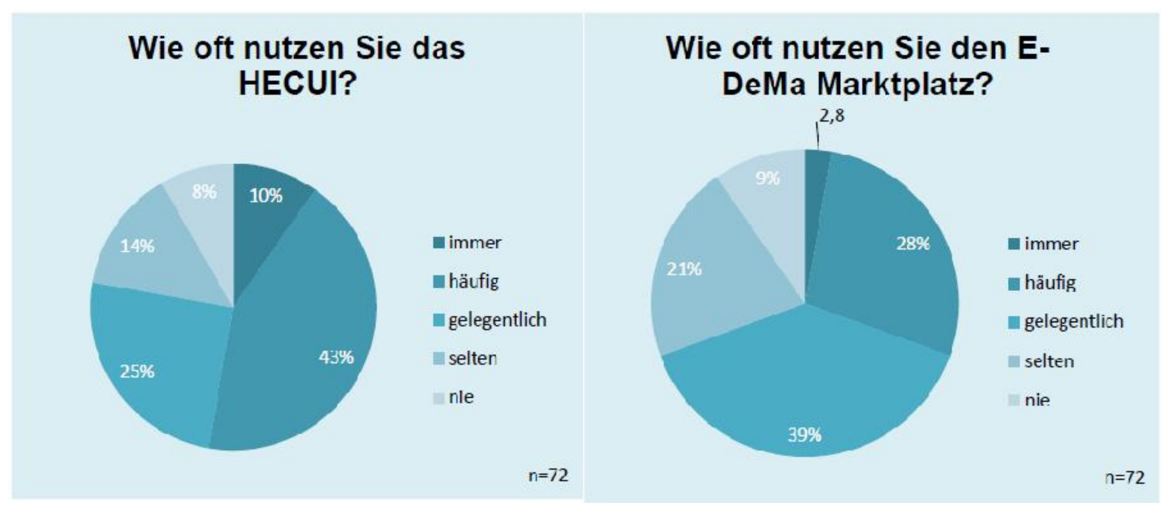


Abbildung B-138: Nutzung des Marktplatzes bei IKT-GW 2

Die Ergebnisse der quantitativen Analysen decken sich an dieser Stelle mit den Erkenntnissen aus der qualitativen Befragung insoweit, als die Teilnehmer bspw. folgendes berichtet haben:

- *„Wir schauen meistens ins HECUI rein. Die Informationen sind ja auch teilweise doppelt, die Tarife kriegt man ja in beiden Foren, HECUI und Marktplatz."*
- *„Das HECUI haben wir bevorzugt genutzt. Da hab ich schon relativ häufig reingeschaut. In Marktplatz habe ich nur ab und zu mal reingeschaut, um die Monatsauswertung zu sehen."*
- *„Letztendlich schaut man abends mal in beide Portale, aber verstärkt nutzen wir das HECUI. Es ist auch eher so, dass man mal reinschaut, wenn gerade ein Rechner zur Hand ist, sonst eher nicht. Den Marktplatz nutzen wir seltener."*

4.2.2.4 Welche Verlagerung wird erzielt?

In Bezug auf die Lastverlagerung stellten sich insbesondere zwei Fragen: einerseits, welche Lastverlagerung die Teilnehmer nach ihrer Selbsteinschätzung unternommen haben und andererseits, welche Beweggründe hierbei wesentlich für die Teilnehmer waren. In den Fragebogen wurde daher die Häufigkeit, mit der bestimmte Tätigkeiten verlagert wurden, erfasst, wobei die folgenden Abbildungen die Resultate für IKT-GW1 und IKT-GW2 zusammenfassen und die relative Häufigkeit der Verlagerung bestimmter, zentraler (und jedenfalls teilweise automatisierter) Tätigkeiten im Haushalt angeben. Bemerkenswert ist, dass der Grad der Automatisierung offenbar keinen wesentlichen Einfluss auf den Umfang der Verlagerungsaktivitäten hat.[127]

[127] Zu bedenken ist, dass die gewählte Darstellung im Bereich IKT GW2 bezüglich des Trocknens und des Geschirrspülens auch immer Teilnehmer umfasst, die über ein entsprechend automatisiertes Gerät nicht verfügten.

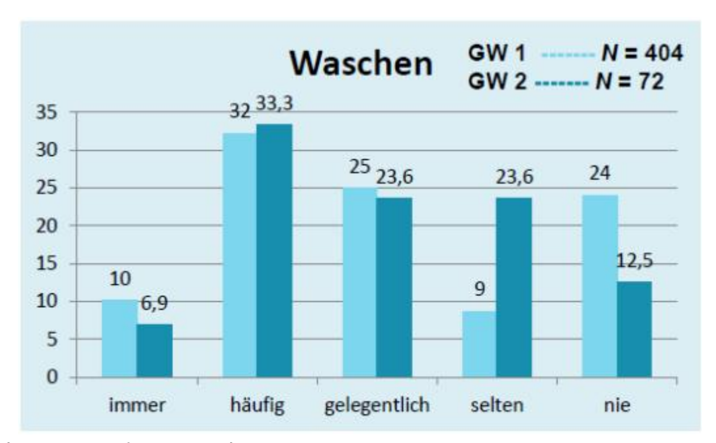


Abbildung B-139: Verlagerung des Waschens

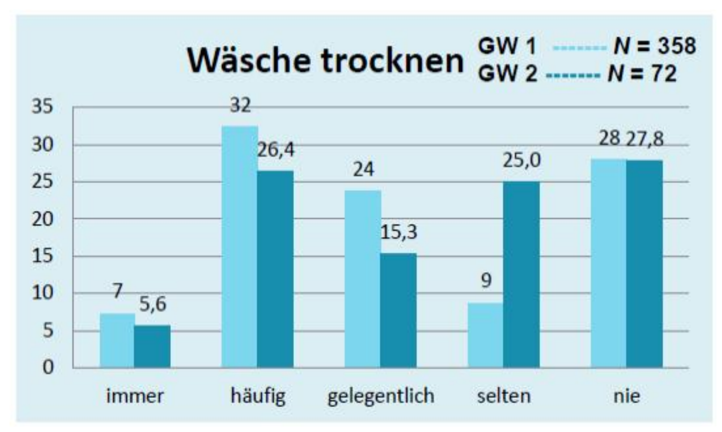


Abbildung B-140: Verlagerung des Wäschetrocknens

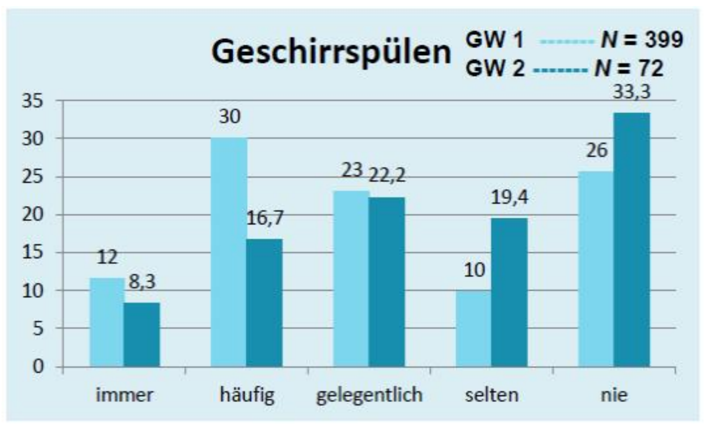


Abbildung B-141: Verlagerung des Geschirrspülens

Neben den drei Tätigkeiten, für die die reportierte Verlagerungsaktivität der Teilnehmer in den obigen drei Grafiken dargestellt ist, wurde u.a. auch nach einer etwaigen Verlagerung der PC-Nutzung, des Backens und des Fernsehens gefragt: Hierbei hat sich jedoch herausgestellt, dass mehr als zwei Drittel der Befragten in beiden Gruppen angaben, die entsprechenden Tätigkeiten im Rahmend es Feldversuchs „nie“ verlagert zu haben – offenbar gibt es in Haushalten nur bestimmte Tätigkeitsroutinen, die für eine Lastverlagerung unmittelbar geeignet sind.

Sodann stellt sich die Frage, welche Beweggründe/Anlässe die Teilnehmer im Einzelnen bewogen haben, bestimmte Tätigkeiten zu verlagern. Wie die folgende Abbildung zeigt, bejahten im Bereich IKT-GW1 40-50% der Befragten über alle Musterprodukte, dass die Preisdifferenzierungen sie dazu bewegt

hätten, Lasten zu verlagern. Dabei ist die Zustimmung ist bei den Nutzern des Basis-Produktes am höchsten. Dies weist auf die besondere Bedeutung einer Preisspreizung bei Tarifen mit nur wenigen Stufen hin.

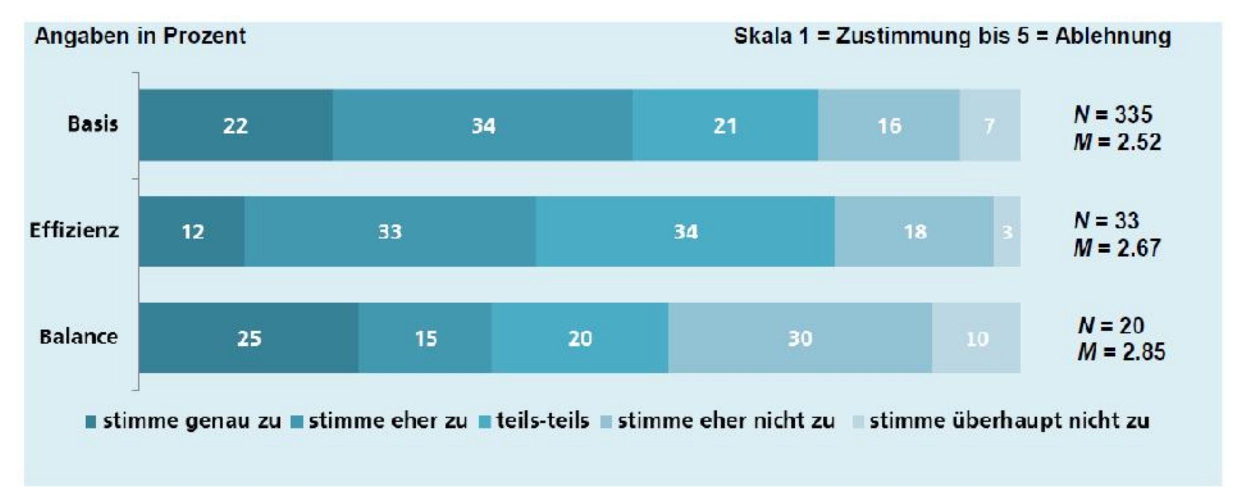


Abbildung B-142: Zustimmung der Befragten im Bereich IKT-GW1 zu einer Beeinflussung der Lastverlagerung durch Preisdifferenzierungen [128]

Zusätzliche ökonometrische Untersuchungen der Antworten der Teilnehmer ergaben, dass je besser die Bewertung der Produktmerkmale[129] durch die Teilnehmer ausfällt, umso eher findet eine subjektiv berichtete Lastverlagerung statt. Die Produkte erfüllen somit grundlegend ihre motivationalen Funktion.

Ähnliche quantitative Analysen bezüglich der berichteten Lastverlagerung bei IKT-GW 2 Kunden kamen zu dem Ergebnis, dass alle Musterprodukte zum gleichen Effekt in Bezug auf die subjektiv berichtete Lastverlagerung führen. Zusätzlich war aber zu berücksichtigen, dass die Teilnehmer im Bereich IKT-GW2 grundsätzlich zwei Optionen der Lastverlagerung hatten: Sie konnten diese selbsttätig durchführen oder an das IKT-GW2 bzw. die Weiße Ware delegieren. Hier zeigte sich das die beiden Aspekte Kontrollbedürfnis und Emotion wesentlich für den Umfang der berichteten selbständigen Tarif-Optimierung waren, denn je eher die Teilnehmer die Kontrolle im Haushalt nicht aus der Hand geben wollen, umso eher bemühten sie sich selbst um selbständige Tarif-Optimierung Gleichzeitig zeigte sich aber auch: Je begeisterter die Teilnehmer von der Smart Start Funktion waren, umso eher betreiben sie zusätzlich bei den Tätigkeiten Waschen, Trocknen und Geschirrspülen selbständige Tarif-Optimierung.[130]

Die in der qualitativen Befragung aufgenommenen Kundenstimmen zur Lastverlagerung zeigen eine vglw. elaborierte Auseinandersetzung der Teilnehmer mit ihrem tradierten Verhalten und den Möglichkeiten der Musterprodukte:

[128] Die Aussage, der die Teilnehmer ggf. zustimmen sollten, lautete: „Der Unterschied zwischen den Tarifstufen motiviert mich, meinen Verbrauch in die günstigen Zeitzonen zu verschieben."

[129] Getestet wurden der Nutzen des Display (r = 0.17; N = 334), der Nutzen des Marktplatzes (r = 0.24; N = 315), die Anwendbarkeit des Marktplatzes (r = 0.26; N = 317) und der Indikator Tarif: (r = 0.46 (N = 405), wobei alle Korrelationskoeffizienten r als Maß für den Grad des linearen Zusammenhangszwischen zwei Merkmalen hochsignifikant positiv korreliert waren.

[130] Vgl. vgl. hierzu auch Fraunhofer Konsortium: E-DeMa Kunden-Akzeptanzforschung. Ausgewählte Ergebnisse aus den Befragungen IKT GW 1 und IKT GW 2, 24.04.2013, S. 19.

- *„Manchmal habe ich das Waschen auch auf den nächsten Tag verschoben, wenn es da günstiger war. Beispielsweise habe ich vorher selten sonntags gewaschen, was ich im Rahmen des Projekts jetzt tue.“*
- *„Frühestens habe ich um 21 Uhr gewaschen, damit ich die Wäsche nachher, um ca. 22 Uhr, in den Trockner stecken kann. Ich habe es eingestellt oder dann gewaschen, wenn der Tarif billig war. Das Trocknen fiel aber dann eher schon in einen mittleren Tarif.“*
- *„Die Spülmaschine kann man schon auch mal später anmachen, je nach Tarif.“*

4.2.2.5 Kundenakzeptanz der Smart-Start-Funktion?

Neben der Frage, in welchem Umfang IKT-GW2 Kunden generell bereit waren, Lastverlagerungen vorzunehmen, spielte aus Sicht des E-DeMa-Konsortiums vor allem die Frage, ob und inwieweit die Teilnehmer bereit sein würden, eine solche Lastverlagerung an eine Automatisierungsfunktion zu delegieren, eine wesentliche Rolle. Hierbei herrschte die Erwartung vor, dass die Teilnehmer den Smart Start als nützlich und hilfreich erfahren würden und dementsprechend häufig Lasten der Weißen Ware verlagern würden. Wie die folgende Grafik zeigt, hat sich diese Erwartung jedenfalls bezüglich der wahrgenommenen und berichteten Erleichterung erfüllt; auch eine Nutzenempfinden wird berichtet. Der Ergebnisunterschied in den beiden Fragen, die den relativen Kontrollverlust der Teilnehmer bei der Delegation des Einsatzzeitpunkts der Weißen Ware an den Smart Start adressieren, zeigt, dass diese Delegation jedenfalls von einer Mehrheit der Befragten nicht als erfreulich, sondern tendenziell als belastend – eben als Kontrollverlust – wahrgenommen wird.

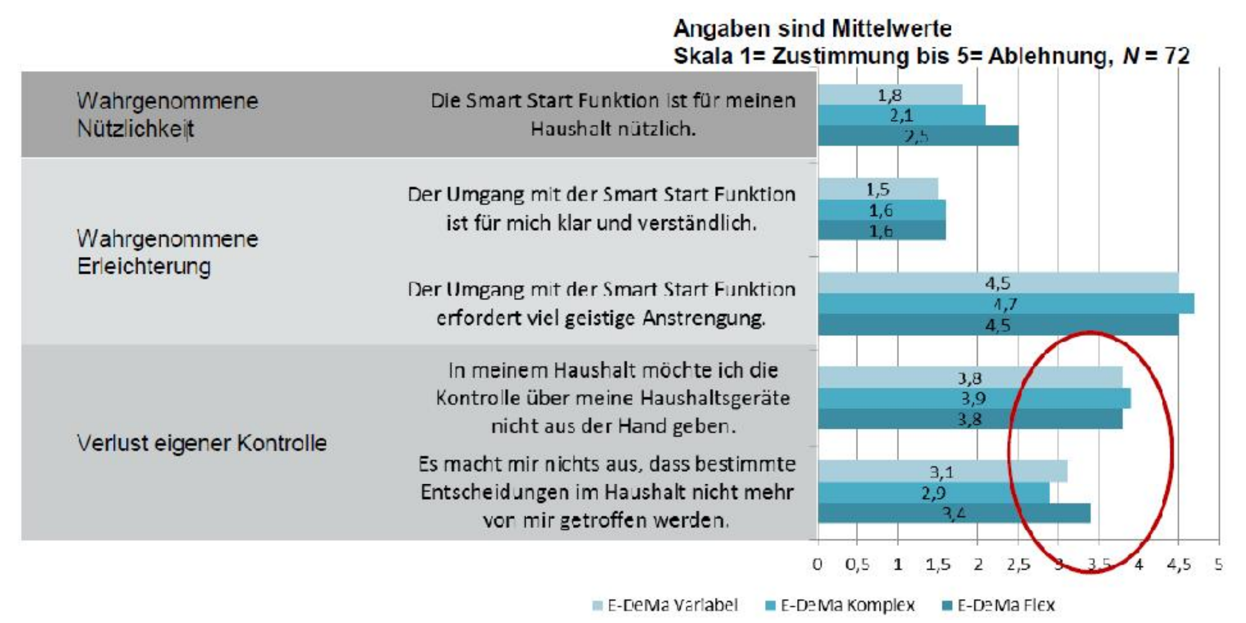
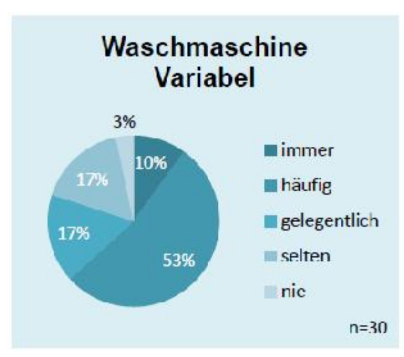
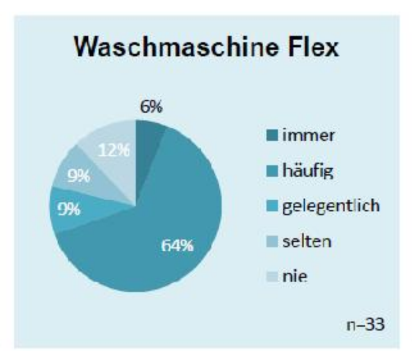


Abbildung B-143: Einschätzungen der Teilnehmer IKT-GW2 zur Funktion Smart Start.

Der Smart Start ruft darüber hinaus bei den Teilnehmern deutlich eher Begeisterung als Ärger oder Unbehagen hervor, der Aufwand zur Nutzung wird als noch angemessen bewertet.

Eine wichtige Erkenntnis in Bezug auf die Nutzung der Smart Start-Funktion hat sich darüber hinaus mit Blick auf die Differenzierung seines Einsatzes nach Musterprodukten bzw. in Bezug auf das Vorhandensein einer µKWK-Anlage in den befragten Haushalt ergeben. Die folgende Abbildung zeigt zunächst die berichtete Nutzungshäufigkeit der Smart Start-Funktion nach Musterprodukten beim Einsatz der Waschmaschinen. Teilnehmern, die E-DeMa Variabel oder E-DeMa Flex nutzten, tendieren auch dazu, den Smart Start einzusetzen; für Komplex-Kunden gilt dies jedoch weniger stark.





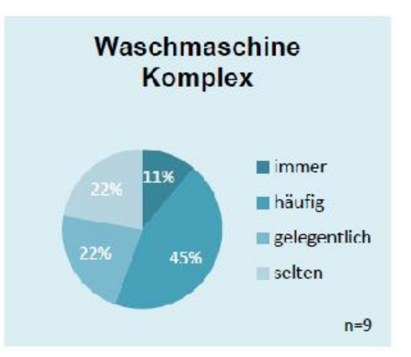


Abbildung B-144: Nutzung des Smart Start für den Einsatz der Waschmaschine nach Produkten

Dieses quantitative Ergebnis deckt sich zudem mit den Ergebnissen der qualitativen Befragung, nach der sich Komplex-Kunden häufig nicht an den Tarifzonen orientierten, sondern den Strom dann nutzten, wenn die KWK-Anlage lief. Dies zeigt auch die folgende Kundenstimme:

„Der Smart Start würde für uns dann Sinn machen, wenn er sich an der Heizung orientiert. Also, dass es eine Kommunikation zwischen der Weißen Ware und der Heizung gibt, nicht dem Marktplatz, der bei uns ja eher Priorität B hat. So nach dem Motto, ich schmeiß jetzt meine Wäsche an, da wäre es eigentlich ganz gut, wenn parallel dazu die nächste Stunde die Heizung läuft.“

Schließlich sind mithilfe ökonometrischer Verfahren die Einflussgrößen auf die Nutzung des Smart Start analysiert worden, wobei sich gezeigt hat, dass trotz der zuvor berichteten Selbstverbrauchslogik, die eine Reihe von µKWK-Nutzern offenbar verfolgt haben, kein statistisch signifikanter Unterschied zwischen den Nutzern der einzelnen Musterprodukte in Bezug auf ihren Umgang mit der Smart Start-Funktion bestand. Es konnten aber andere Beweggründe identifiziert werden. So haben die Teilnehmer auch die Smart Start-Funktion emotional erlebt, d.h. je eher die Teilnehmer vom Smart Start begeistert waren, umso häufiger nutzten sie die Funktion für den Start der Waschmaschine. Zusätzlich kann festgestellt werden, je weniger einzelne Teilnehmer Unbehagen über eingeschaltete Geräte während ihrer Abwesenheit empfunden haben, umso häufiger wurde die Funktion für Waschmaschine genutzt. Schließlich kann auch der empfundene Aufwand eine entscheidende Rolle spielen, denn es zeigt sich u.a. auch, dass je weniger die Teilnehmer der Ansicht waren, die Nutzung des Smart Start erfordere Planungsaufwand, umso häufiger wurde Funktion für den Geschirrspüler genutzt.[131]

Vor diesem Hintergrund ist abschließend die Frage zu stellen, ob generell Akzeptanz für die Smart Start Funktion bei den Teilnehmern besteht? Um diese Frage zu beantworten, hat das Fraunhofer Konsortium das „Technology Acceptance Model TAM“ (Venkatesh & Davis, 2000) verwendet. Alle in den beiden folgenden Abbildungen dargestellten Pfade stellen dabei signifikante Korrelationen im Sinne des TAM dar.

[131] vgl. hierzu Fraunhofer Konsortium: E-DeMa Kunden-Akzeptanzforschung. Ausgewählte Ergebnisse aus den Befragungen IKT GW 1 und IKT GW 2, 24.04.2013, S. 26.

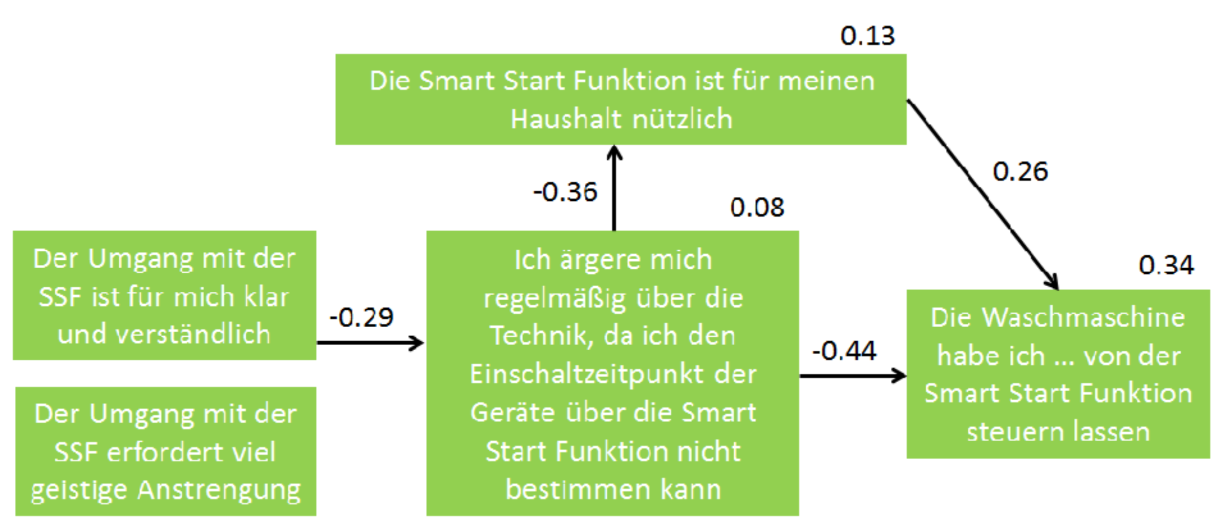


Abbildung B-145: Korrelation zwischen einzelnen Befragungsitems bezüglich der Smart-Start-Funktion

Es zeigt sich, dass Teilnehmer, die die Funktion grundsätzlich verstanden und akzeptiert haben bzw. auch durch etwaige Fehlfunktionen nicht verärgert wurden, in signifikantem Umfang eher geneigt waren, den Smart Start zu nutzen.

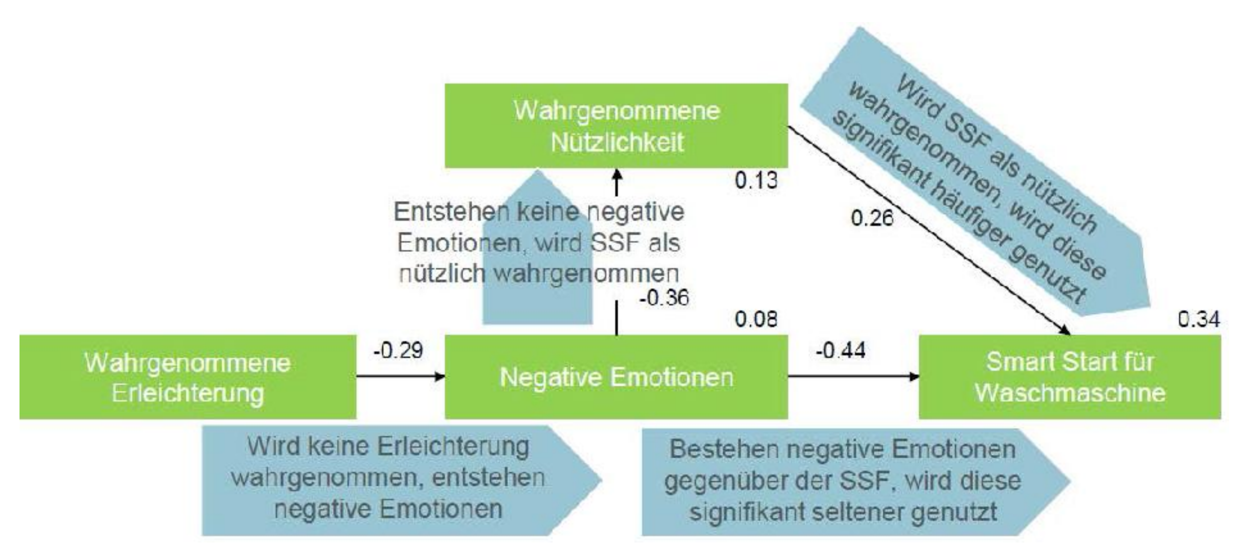


Abbildung B-146: Korrelation aus den Befragungsergebnissen abgeleiteter Variablen

Wie bereits die deskriptiven Ergebnisse gezeigt haben, wird Smart Start-Funktion sehr überwiegend als nützlich wahrgenommen; es besteht vor allem bei der tatsächlichen Nutzung für die Waschmaschine eine hohe Akzeptanz der Technologie. Allerdings zeigt sich wiederum, dass die „Konstitution“ des Nutzer einen Einfluss auf die Nutzung hat: Wird keine Erleichterung wahrgenommen, so verursacht dies ggf. negative Emotionen, welche wiederum die Nutzungshäufigkeit nachteilig beeinflussen. Entstehen solche negativen Emotionen jedoch nicht, ist die Wahrscheinlichkeit wiederum höher, dass die Smart Start Funktion als nützlich erachtet wird. Dies wiederum erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass der Smart Start genutzt wird.

Die positive Gefühlslage einiger Teilnehmer zeigen auch die Kundenstimmen zum Smart Start:

- *„Es hat mir Arbeit erspart, ich musste mich nicht erst am PC über Tarife informieren und man kann sagen, es war eine positive Erleichterung im Alltagsablauf.“*

- *„Der Smart Start ist praktisch, wenn man berufstätig ist, kann man die Maschine einfach nach dem billigsten Tarif laufen lassen. Man kommt nach Hause und die Wäsche ist fertig."*
- *„Aber bei Dingen, die man halt schnell haben möchte, da ist der Smart Start nicht so praktisch."*
- *„Der billigste Tarif fing immer um Mitternacht an. Und um zwei Uhr nachts war die Maschine durch, und dann lag die Wäsche da und hat gestunken."*

4.2.2.6 Interpretation und Schlussfolgerungen des Fraunhofer Konsortiums aus den Befragungen im Feldtest

Zusammenfassend hat das Fraunhofer Konsortium bezüglich des E-DeMa-Feldtest und der in diesem Feldtest eingesetzten Technologien und Musterprodukte daher die folgenden Schlussfolgerungen gezogen:[132]

- Die Musterprodukte haben eine motivationale Wirkung erzielen können.
- Die Visualisierungsangebote mit reduzierten Informationen (Display, HECUI) werden besser beurteilt als das umfassende Feedback-Angebot des Marktplatzes als Online-Plattform.
- Die Automatisierung wird insgesamt als hilfreich erlebt. Zugleich bestehen bezüglich der Aufgabe eigener Verhaltenskontrolle Vorbehalte, was aber nicht notwendigerweise zu deren Ablehnung führt.
- Die Teilnehmer haben zu den Produkten durch ihren Perspektivwinkel eine Eigenlogik entwickelt, die von der Intention des Projekts abweichen kann und auch durch verstärkte Kommunikation vermutlich nicht ausgeschlossen werden kann.
- Haben die Teilnehmer eine Wahlfreiheit (wie dies bspw. bei IKT-GW1-Kunden bezüglich des Musterprodukts der Fall war) spielt die individuelle Wertorientierung der Teilnehmer eine Rolle. Dies kann als Hinweis darauf gewertet werden, dass für komplexe Energieprodukte eine zielgruppenorientierte Entwicklung indiziert ist.
- Dies bedeutet aber auch, dass kurzfristig eine breitenwirksame Einführung der Produkte nicht das Ziel sein kann, sondern es besteht ein Bedarf an zielgruppen-orientierten Produkten ("Nischenprodukten"), die sog. „early-adopters" und „first-mover" ansprechen.
- Eine Übertragung oder Verallgemeinerung der Ergebnisse der Kundenakzeptanzforschung innerhalb des E-DeMa-Projekts auf ganz Deutschland ist aufgrund der nicht-repräsentativen Stichgruppe sowie der technischen projektbedingten Probleme und der gezielten Rekrutierung teilnahmebereiter Haushalte nur eingeschränkt möglich.

4.3. Hauptbefunde und Erkenntnisse mit Blick auf die Kommunikationsinfrastrukturen

Um die E-DeMa-Zielvorgaben zur Laststeuerung und Erfassung der Messdaten in den Modellregionen und künftigen Szenarien zu realisieren, ist eine durchgehende leistungsfähige Kommunikationsinfrastruktur von den Endgeräten bis hin zu den Systemen des Aggregators und Marktplatzes erforderlich. Da nur durch zuverlässige und echtzeitfähige Informationen hinsichtlich der Einsatzfähigkeit der Einspeiseanlagen und Haushaltsgeräte das gewünschte Einspeise- und Lastmanagement erfolgen kann, wurden verschiedene Kommunikationskonzepte, mittels derer die Informationen zwischen dem Aggregator und den jeweiligen Haushalten bzw. Geräten übertragen werden, im Rahmen des Projektes analysiert und bewertet. Mit Blick auf das Szenario 2020 muss hier festgestellt werden, dass in einer Vielzahl von Haushalten eine entsprechende Infrastruktur nachzurüsten ist, was im Gebäudebestand

[132] Vgl. hierzu Fraunhofer Konsortium: E-DeMa Kunden-Akzeptanzforschung. Ausgewählte Ergebnisse aus den Befragungen IKT GW 1 und IKT GW 2, 24.04.2013, S. 30 und 31.

notwendigerweise mit Eingriffen in die Substanz und entsprechenden Kosten einhergehen wird. Daher erscheint insbesondere der Einsatz von (wenig invasiven) Funktechnologien für die Inhouse-Vernetzung und als Zugangsnetz sehr attraktiv. Jedoch zeigen aktuelle Untersuchungen, dass die derzeit verfügbaren Technologien die hohen Anforderungen an die Smart-Grid–IKT-Infrastrukturen nur unzureichend erfüllen. Zum einen sind die Anforderungen an Zuverlässigkeit, Echtzeitfähigkeit, Robustheit und Verfügbarkeit im Vergleich zu aktuellen kommerzielle Kommunikations- und Mobilfunknetzen höher, zum anderen wird ein deutlich höheres Maß an Sicherheit, Vertraulichkeit, Integrität und Nachweisbarkeit der Daten gefordert, was zu einer Einschränkung der Nutzbarkeit bestehender Systeme führt. In zahlreichen Referenzprojekten werden aus ebendiesen Gründen dedizierte und damit exklusiv genutzte Infrastrukturen eingesetzt, die für den angestrebten Einsatz mit begrenzter Teilnehmerzahl geeignet sind, aber im Hinblick auf einen Massenroll-out auf Restriktionen im Hinblick auf Verfügbarkeit und technische Leistungsfähigkeit stoßen.

Für das Projekt E-DeMa wurden für den Feldversuch hierzu verschiedene Ausprägungen der Kommunikationsinfrastruktur in zwei Modellregionen für eine prototypische Realisierung der Vernetzungskonzepte aufgebaut. Der Aufbau und die verschiedenen Realisierungsvarianten unterscheiden sich in der technologischen Ausprägungen (Funk, Kabel, PLC, etc.), die wiederum starken Einfluss auf die zu realisierende Kommunikationsinfrastruktur haben. Hierbei liegt der Schwerpunkt auf der Realisierung der physikalischen Schnittstellen bzw. der verwendeten Technologien. Die praktischen Gegebenheiten in den beiden Modellregionen berücksichtigend, wurden mögliche Realisierungsszenarien gezeigt und deren Einsetzbarkeit für das Szenario 2020 analysiert. Im Rahmen der durchgeführten Leistungsbewertung der Kommunikationskonzepte wurden die Bereiche Inhouse-Netze und Zugangsnetze auf ihre Eignung für den Anwendungsfall untersucht, und Optimierungspotentiale für zukünftige Szenarien abgeleitet.

Für die zuverlässige Anbindung der Gateways an den E-DeMa Marktplatz wurden verschiedene Vernetzungskonzepte diskutiert und im Rahmen des Projektes analysiert. Insbesondere die funktechnische Anbindung der Komponenten, die sich meist in den Untergeschossen der Haushalte in Reichweite der Haus- und Zählerinstallation befinden, stellt eine besondere Herausforderung aufgrund der zusätzlichen Dämpfungscharakteristiken dar. Diese erfordert einen Kompromiss zwischen Reichweite bzw. Durchdringung und möglicher Dienstgüte und Datenraten. Die Ergebnisse der Untersuchungen[133] zeigen den Einfluss der Baumaterialen und Installationsorte der Komponenten bei der Verwendung unterschiedlicher Technologien in verschiedenen Frequenzbereichen. Alternativ hierzu haben sich zahlreiche PLC-Vernetzungskonzepte sowohl im Inhouse-Bereich als auch im Zugangsnetz etabliert. Durch die zunehmende Verbreitung im privaten Umfeld ist eine exklusive Nutzung des spezifizierten Frequenzbereiches für kommerzielle Anwendungen nicht garantiert, wodurch eine Analyse der Koexistenz nötig ist, und im Rahmen des Projektes durchgeführt wurde[134]. Zudem ist insbesondere bei der gemeinsamen Nutzung vorhandener Breitbanddienste, wie beispielsweise DSL, Glasfaser oder LTE eine Analyse des zu erwartenden Datenverkehrs für Smart-Grid-Dienste erforderlich. Eine verkehrstheoretische Dimensionierung und Bewertung der Vernetzungskonzepte unter Berücksichtigung zusätzlicher

[133] C. Müller, H. Georg, M. Putzke und C. Wietfeld, „Performance Analysis of Radio Propagation Models for Smart Grid Applications,“ in 2nd IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm 2011), Brussels, Belgium, 2011.

[134] C. Müller, C. Lewandowski, C. Wietfeld, H. Kellerbauer und H. Hirsch, „Coexistence Analysis of Access and Indoor Powerline Communication Systems for Smart Grid ICT Networks,“ in *16th IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications (ISPLC 2012)*, Beijing, China, 2012.

Smart-Grid-Datenströme wurde durchgeführt[135], um den Einfluss der neuen Machine-to-Machine (M2M) Datendienste auf bestehenden Sprach- und Datenverkehr in öffentlichen Netzen zu untersuchen.

Als zentrales Ergebnis der Untersuchungen ist festzuhalten, dass die Beeinflussung der überwiegend deterministischen M2M-Datenflüsse, die sich überwiegend durch periodische Sendeintervalle und geringe Paketgrößen von herkömmlichen Sprach- und Datendiensten unterscheiden, einen geringeren Einfluss auf bestehende Datendienste haben, da sich das zu erwartende Verkehrsaufkommen gleichmäßiger verteilt und somit Peak- und Worst-Case-Beeinflussungen minimiert werden.

4.3.1 Technologieempfehlungen Heimnetze

Basierend auf den erzielten Projektergebnissen[136] wurden zwei unterschiedliche Optimierungsansätze vorgestellt, die für die Realisierung eines robusten drahtlosen Inhouse-Steuernetzwerkes verwendet werden können. Die Ergebnisse zeigen, dass die Performance eines drahtlosen Inhouse-Steuernetzwerkes hauptsächlich von der Übertragungsfrequenz und der Art der Spektrums-Nutzung abhängen. Während die Ausbreitungsbedingungen für eine bestimmte Übertragungsfrequenz physikalisch bedingt sind, kann durch eine intelligente Nutzung des Spektrums signifikant an Performance gewonnen werden.

Des Weiteren wurde deutlich gezeigt[137], dass insbesondere Effekte durch Mehrwegeausbreitung einen hohen Einfluss auf die Robustheit eines Systems haben. Daher wurden zwei Vorschläge für optimierte physikalische Schichten (PHY) erarbeitet, die im weiteren Verlauf dieses Kapitels vorgestellt und analysiert werden. Beide Ansätze nutzen ein breiteres Frequenzspektrum, um die Auswirkungen einzelner tiefer Einbrüche (Deep Fades) zu begrenzen.

Der erste Vorschlag umfasst mehrere PHY-Layer-Modifikationen für IEEE 802.11g (WLAN). Dieser Ansatz ist insbesondere vor dem Hintergrund interessant, dass WLAN aktuell als de-facto Standard für die Vernetzung von Consumer–Elektronik-Geräten eingesetzt wird. Somit ist in der Praxis bereits eine hohe Marktdurchdringung und Akzeptanz vorhanden. Im privaten Umfeld werden WLAN-Systeme für die Übertragung von Multimedia-Daten und für die Anbindung von Geräten in das Internet verwendet. Hierbei legten die neusten Entwicklungen der Standard-Familie IEEE 802.11 den Fokus deutlich auf die Erhöhung der Datenrate. Ein Beispiel hierfür ist der Standard IEEE 802.11n. Im Hinblick auf ein vollintegriertes Heimnetzwerk erscheint es naheliegend, die WLAN-Systemarchitektur zusätzlich für die Übertragung von Steuerinformationen zu verwenden. Für die Realisierung dieses zusätzlichen Anwendungsfalls werden verschiedene PHY-Modi vorgeschlagen.

Der zweite Vorschlag ist ein optimiertes Frequenzsprungverfahren für Bluetooth LE. Bluetooth LE wurde ausgewählt, da es gemäß den Ergebnissen über den geringsten Energiebedarf aller untersuchten Technologien verfügt. Die Grundidee besteht darin, ein optimiertes FHSS-Verfahren einzusetzen. Dieses optimierte FHSS adaptiert die Sprungfolge an die Kanalbedingungen. Dies wird durch ein intel-

[135] C. Müller, M. Putzke and C. Wietfeld, "Traffic Engineering Analysis of Smart Grid Services in Cellular Networks," in 3rd IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm 2012), Tainan City, Taiwan, 2012.

[136] N. Langhammer und R. Kays, „Evaluation of Wireless Smart Metering Technologies in Realistic Indoor Channels," in IEEE International Symposium on Wireless Communication Systems (ISWCS), Aachen, November 2011.

[137] N. Langhammer und R. Kays, „Performance Evaluation of Wireless Home Automation Networks in Indoor Scenarios," IEEE Transactions on Smart Grid, 2012.

ligentes Hopping ermöglicht, das solange kontinuierlich den Kanal ändert bis ein guter Übertragungskanal gefunden ist. Befindet sich das System auf einem guten Kanal, wird das Hopping gestoppt. Für dieses optimierte Frequenzsprungverfahren werden verschiedene Parametersätze untersucht. Hierbei wird gezeigt, dass gegenüber dem konventionellen Bluetooth LE die Robustheit deutlich verbessert wird, wobei der Energieverbrauch nur moderat erhöht wird.

4.3.2 Technologieempfehlung Powerline Communication

Die aktuelle PLC-Systemauswahl, im Inhouse-Bereich, d.h. CENELEC A-Band PLC im Access-Bereich und HomePlug AV 1.0 im Inhouse-Bereich, stellt grundsätzlich eine Möglichkeit dar, bedarf aber im Hinblick auf zukünftige Anwendungen zusätzlicher Optimierungen. Die Ressourcen des schmalbandigen PLC-Systems sind nicht ausreichend dimensioniert, um schon über den Smart-Metering-Zweig Energiemanagement-Funktionalitäten betreiben zu können. Alternativ zu dem verwendeten BPLC-System für die Kommunikation zwischen Gateway und weißer Ware sind für künftige Szenarien Ressourcen-optimierte Technologien, insbesondere im Hinblick auf den aktuellen Leistungsverbrauch, denkbar.

Eine gute Lösung im Szenario 2020 sowohl für den Access- als auch den Inhouse-Bereich bieten schnelle Schmalband-PLC Varianten (z.B. G3 oder PRIME), die hinreichend entstört sind, um BPLC-LAN-Anwendungen des Endverbrauchers nicht zu stören[138]. Das Access- und Inhouse-System sollte entweder vollständig kompatibel oder durch Verwendung eines Inter System Protocol die Koexistenz verschiedener Systeme ermöglichen.

Damit wären auch die PLC-Netze von Endverbraucher und Verteilnetzbetreiber über den Frequenzbereich vollständig disjunkt. Der Kompromiss hierfür ist eine Einschränkung der Datenrate für die Kommunikation im Smart Grid – solange dies allerdings nur auf Services setzt, die ausschließlich kleine Bandbreitenanforderungen haben, ist dies kein Problem.

Eine alternative Lösung ist ein gemeinsames Informationsnetz, für Mehrwertdienste wie es von der ITU G.hn Working Group angedacht ist. Alle Informationsflüsse (Smart Grid, Internet, Telefonie, usw.) werden über dasselbe Netz (shared Medium) mit der gleichen Technologie übertragen – damit gibt es keinen Bedarf an Koexistenz-Algorithmen und das System könnte seine Ressourcen optimal verteilen. Eine Herausforderung stellen hierbei die Anforderungen an Security und Privacy dar. Des Weiteren sind die Reichweiten von BPLC-Systemen geringer als die von schmalbandigen Systemen – ein vollständiges und umfassendes G.hn-Netz bedarf also zusätzlicher Hardware-Komponenten (z.B. Repeater) speziell im Access-Bereich.

4.4. Ergebnisse der Netzsimulation

Bei der Simulation der Netzinfrastrukturen in den Modellregionen fanden alle Zählwerte Verwendung, die der Universität Duisburg-Essen über den E-DeMa-Sharepoint bereitgestellt wurden. Dies waren aus der Teilmodellregion Mülheim von den Ortsnetzstationen die Zählwertreihen von Wirk- und Blindenergie und von den teilnehmenden Haushalten die Zählwertreihen der Wirkenergie, und aus Krefeld die Zählwertreihen von Wirk- und Blindenergie der Haushalte, alle jeweils im ¼-h Raster. Zur Einbindung dieser Daten in die Simulationsumgebung waren, wie unter 2.4.3 kurz skizziert, zunächst mehrere auf-

[138] C. Müller, C. Lewandowski, C. Wietfeld, H. Kellerbauer und H. Hirsch, „Coexistence Analysis of Access and Indoor Powerline Communication Systems for Smart Grid ICT Networks," in 16th IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications (ISPLC 2012), Beijing, China, 2012.

wendige Arbeitsschritte nötig. Durch die Weiterverarbeitung in der Netzsimulationsumgebung konnten dann aber für jeden Netzknoten in der Nieder- und Mittelspannungsnetzebene jedwede Mess- und Zählwerte erzeugt werden, wie sie mit Blick auf das „Szenario 2020“ auch verfügbar sein werden.

Im „Szenario 2012“, welches dem Stand der Technik des Feldversuches entspricht, sind durch die elektronische Datenerfassung an einzelnen Netzknoten in der Verteilnetzebene dagegen überhaupt das erste Mal Daten und Informationen verfügbar, auf deren Grundlage sich die Möglichkeit für eine weitere Verarbeitung und Analyse ergibt. Die im Feldversuch bzw. „Szenario 2012“ verwendeten IKT-GW1 entsprechen grundsätzlich den Anforderungen eines Messsystems im Sinne von §21d Absatz 1 des EnWG– *eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie,* die *den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.* Bezüglich der im Folgenden - aufgrund der verfügbaren Daten aus dem Feldversuch - im Wesentlichen ausgewerteten Teilmodellregion Mülheim ist aber festzustellen, dass in den eingesetzten IKT-GW1 darüber hinaus keine der in EnWG §21 Absatz 2 Nummer 7e angedachten erweiterten Funktionen (Erfassung zusätzlicher, technischer Messwerte) implementiert sind; insofern wurden im Feldversuch in Mülheim „nur“ Energiezählwerte im ¼-h Raster erfasst.[139] Mangels der Daten aus den ONS in Krefeld, in denen neben den Zählwerten auch zusätzlich direkt technische Messwerte erfasst wurden, sind die im Folgenden dargestellten Ergebnisse in ihrer Gänze nur auf Basis der von der Universität Duisburg-Essen erstellten Netzsimulation möglich.

Bevor sich aus den im Feldversuch erfassten Daten (Zählwerten) operative Maßnahmen ableiten lassen, müssen sie zunächst weiter aufgearbeitet und Netzberechnungen durchgeführt werden. Die Aufarbeitung der erfassten Daten von Zählwerten hin zu „Messwerten“ - die auch eine Qualitätssicherung beinhaltet - sowie die Berechnung des Lastflusses in der Netzsimulationsumgebung auf Basis der gewonnenen Messwerte, sind in ihren Grundzügen in 2.4.3 beschrieben. Erst die Ergebnisse der Netzsimulation führen dann letztlich zu den Werten, die in der Simulationsumgebung visuell, in ähnlicher Form wie sie von Netzleitsystemen in der Übertragungsnetzebene bekannt sind, dargestellt werden können (das Visualisierungskonzept der Netzsimulationsumgebung mit seiner interaktiven Bedienoberfläche ist in seinen Grundzügen ebenfalls in 2.4.3 beschrieben).

4.4.1 Visualisierung der Mittel- und Niederspannungsnetzebene

Im Folgenden werden zunächst diejenigen Ergebnisse dargestellt, welche mithilfe der aufgesetzten Netzsimulationsumgebung im Hinblick auf eine Visualisierung der Leistungsverläufe und zur sonstigen Zustandserfassung erzielt werden konnten. Sie stellen gegenüber dem heutigen Status quo der Kenntnis und Analysefähigkeit eine große Verbesserung dar und bergen perspektivisch ein Potenzial, die technische Steuerungsfähigkeit ebenso zu verbessern wie die netzplanerischen Aktivitäten.

4.4.1.1 Leistungsverläufe einzelner Ortsnetzstationen

Als Ersatz für die nicht vorhandenen Lastganglinien werden in Netzanalysen an Ortsnetzstationen ohne RLM (Registrierende Leitungsmessung, auch Registrierende Lastgangmessung) derzeit repräsentative, synthetische Lastverläufe verwendet. Diese setzen sich aus repräsentativen Lastprofilen einzelner Kundengruppen zusammen, wobei für den jeweiligen Netzknoten dann ein entsprechend ähnliches Abnahmeverhalten angenommen wird. Um einen Eindruck von echten, tatsächlichen Lastgängen an Ortsnetzstationen (ONS) zu erlangen, werden im Folgenden die Verläufe einzelner ausgewählter Stationen

[139] Es handelt sich um Zählerstände, die alle 15 min. registriert werden und die es erlauben, einen Lastgang zu berechnen.

gezeigt, wie sie in der Teilmodellregion Mülheim während des Feldversuchs aufgrund der an den ONS gemessenen Zählerständen im Rahmen der Simulation erzeugt wurden.

Ausschließlich Haushalte versorgende ONS

Abbildung B-147 zeigt die in der Netzsimulationsumgebung typisierten Werktags-Lastverläufe einer ONS für KW10 bis KW48 sowie den Verlauf der zugehörigen mittleren ¼-h-Auslastung. Diese ONS versorgt ausschließlich 231 Haushalte (davon 9 tariflich beeinflusst, < 4 %) in einer durch Ein- und Zweifamilienhäuser geprägten Besiedlungsstruktur.[140]

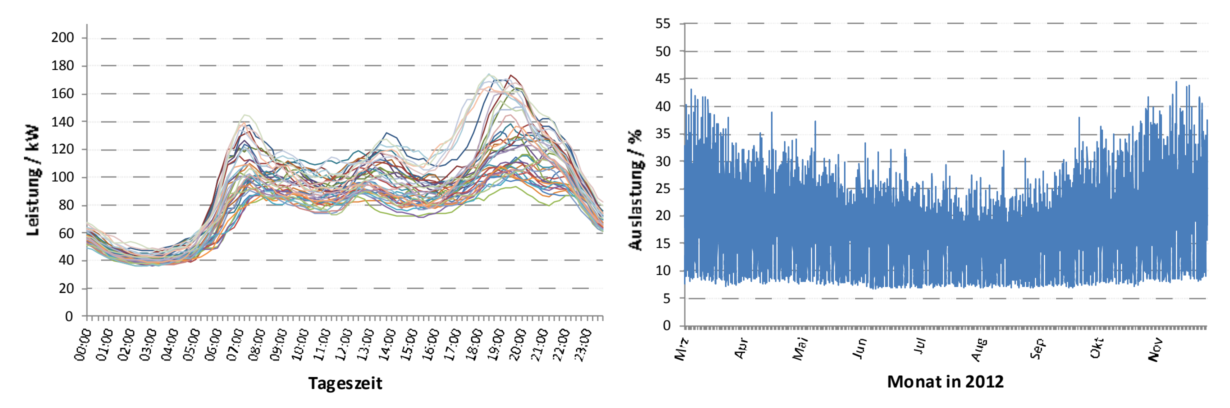


Abbildung B-147: Werktags-Lastverläufe einer ONS für KW10 bis KW48 (links), Verlauf der mittleren ¼ h-Auslastung dieser ONS im selben Zeitraum (rechts)

Da an dieser ONS weder eine dezentrale Energieerzeugungsanlage angeschlossen ist, noch ein spezieller Verbraucher wie eine elektrische (Nachtspeicher-) Heizung oder Wärmepumpe durch sie mit Energie versorgt wird, ist sie für die Überprüfung der Korrelation zu dem repräsentativen, dynamisierten H0-Haushaltslastprofilnach VDEW geeignet. Das Ergebnis dieser Untersuchung ist eine durchgehend sehr hohe Korrelation zwischen echten- und repräsentativen Leistungsverläufen sowie eine nennenswerte Korrelation zu den ebenfalls in die Analyse einbezogenen Jahreszeiten und Wetterdaten.

ONS mit dezentraler Erzeugungsanlage

Die im Folgenden abgebildete ONS versorgt genau wie die zuvor betrachtete ONS ausschließlich Haushalte ohne spezielle elektrische Verbraucher in einer durch Ein- und Zweifamilienhäuser geprägten Besiedlungsstruktur mit Energie. Im Unterschied zu der vorherigen ONS ist an dieser ONS aber eine Photovoltaikanlage mit 5,5 kW Peak-Leistung angeschlossen. Abbildung B-148 zeigt die typisierten Werktags-Lastverläufe der ONS für KW10 bis KW48 sowie den Verlauf der mittleren ¼ h-Auslastung.

[140] Der Verlauf der Auslastung der abgebildeten ONS ist als im Vergleich zu anderen Stationen, die im Netzgebiet im Einsatz sind, niedrig einzustufen. Die Auslastung erreicht i.d.R. höhere Werte.

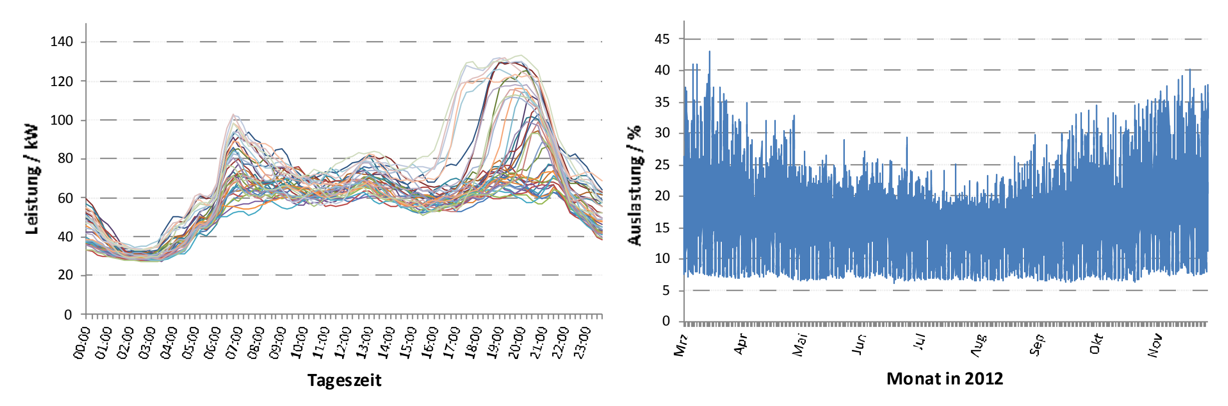


Abbildung B-148: Werktags-Lastverläufe einer ONS für KW10 bis KW48, an der eine Photovoltaik-Anlage mit 5,5kW installierter Peak-Leistung einspeist (links), Verlauf der mittleren ¼ h-Auslastung dieser ONS im selben Zeitraum

Es zeigt sich, dass in Folge der Leistungseinspeisung durch die Photovoltaikanlage, deren Einspeiseprofil an einem sonnigen, wolkenfreien Tag zwischen Sonnenauf- und –untergang dem Verlauf einer Normalverteilung gleicht, die Ausprägung der Mittagesspitzen der in Abbildung B-148 gezeigten Leistungsverläufe gegenüber denen in Abbildung B-147 entsprechend etwas geringer ausgeprägt ist.

ONS mit elektrischer Nachtspeicherheizung

Die beiden hier gezeigten ONS sind zwei geographisch sehr nah beieinander liegende Netzstationen in einer Mehrfamilienhaussiedlung. Abweichend zu den beiden bisher betrachteten ONS werden die Haushalte dieser beiden Netzstationen ausschließlich mit elektrischer Energie beheizt. Bei den Heizungen handelt es sich um Nachtspeicherheizungen, deren Netzanschlüsse über Rundsteuersignale in den Schwachlastzeiten zugeschaltet werden, so dass die elektrische Energie dann in Abhängigkeit der eingestellten Ladesteuerung die einzelnen Wärmespeicher aufheizt. Abbildung B-149 zeigt die typisierten Werktags-Lastverläufe der ersten ONS für KW10 bis KW48 sowie den Verlauf der mittleren ¼ h-Auslastung.

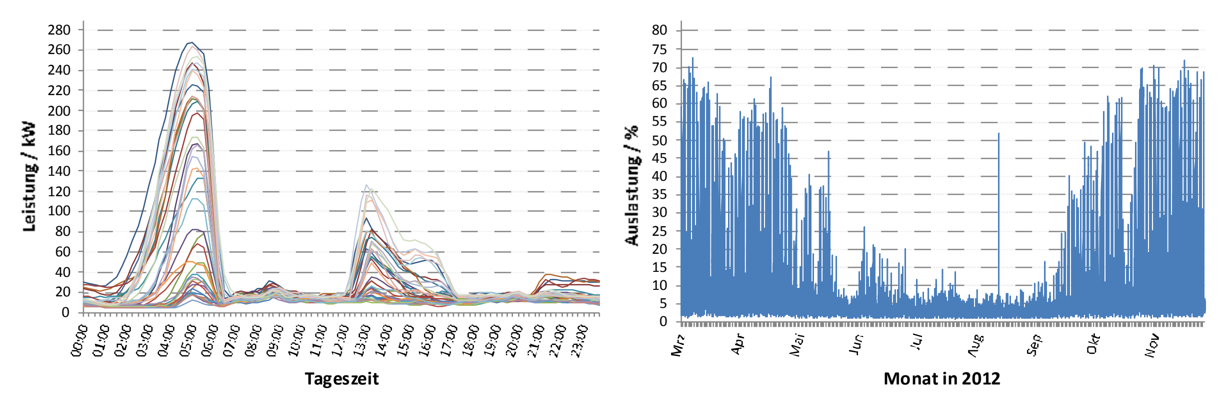


Abbildung B-149: Werktags-Lastverläufe einer ONS für KW10 bis KW48, über die Haushalte mit NSH versorgt werden (links), Verlauf der mittleren ¼ h-Auslastung dieser ONS im selben Zeitraum (rechts)

Abbildung B-149 macht deutlich, wie sehr die elektrisch betriebenen Nachtspeicherheizungen die Leistungsverläufe und die Auslastung in der ONS bestimmen. Da die Rundsteuersignale durch den Netzbetreiber selber ausgesandt werden, ist die Steuer- und Beeinflussbarkeit an diesen ONS derart stark, dass hier keine weiteren Steuermöglichkeiten benötigt werden. Abbildung B-150 zeigt nun die typisierten Werktags-Lastverläufe der benachbarten ONS für KW10 bis KW48.

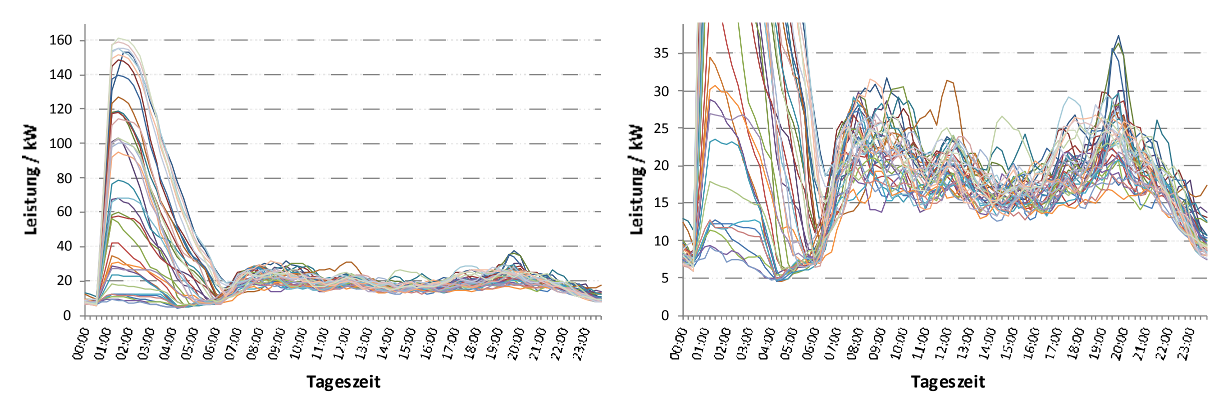


Abbildung B-150: Werktags-Lastverläufe der benachbarten ONS für KW10 bis KW48, wobei das Heizsystem aller Haushalte elektrische NSH sind (links), Ausschnitt dieser Werktags-Lastverläufe (rechts)

Die Leistungsverläufe aus Abbildung B-149 und Abbildung B-150 (die in der Totalen) zeigen deutlich, dass der Netzbetreiber für die beiden geographisch benachbarten Stationen zur Vergleichmäßigung der Auslastung in der überlagerten Netzebene (MS) bewusst entgegenlaufende Freigabezeiten verwendet. Bei Betrachtung des Ausschnitts der Leistungsverläufe aus Abbildung B-150 ist das übliche Profil der Haushalte wiedererkennbar, welches von dem Lastprofil für die elektrischen Heizungen überlagert ist.

ONS mit weiteren/anderen Versorgungssektoren

Dies hier gezeigte ONS versorgt neben Haushalten auch Betriebe im (Klein-)Gewerbesektor mit elektrischer Energie. Abbildung B-151 zeigt die typisierten Werktags-Lastverläufe dieser ONS für KW10 bis KW48 sowie den Verlauf der mittleren ¼ h-Auslastung.

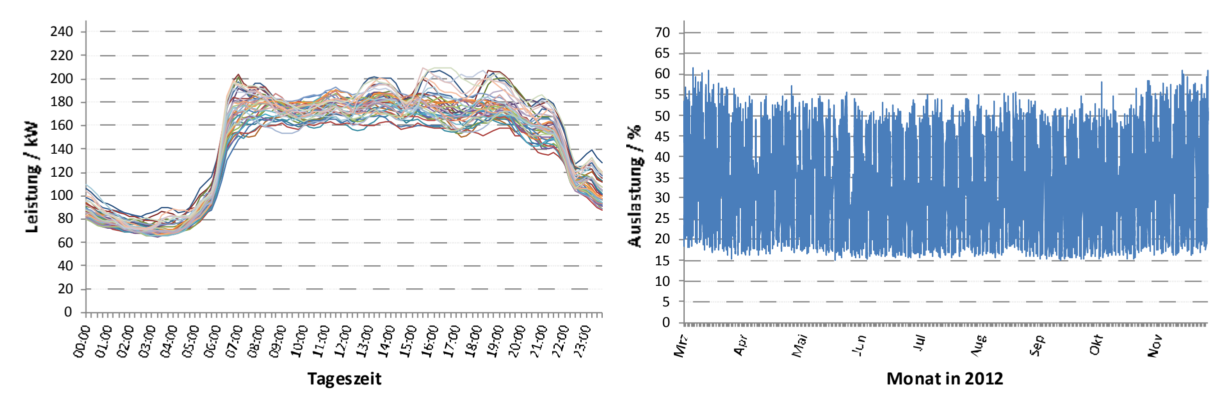


Abbildung B-151: Werktags-Lastverläufe einer ONS für KW10 bis KW48, über die Haushalte und (Klein-) Gewerbe versorgt werden (links), Verlauf der mittlere ¼ h-Auslastung dieser ONS im selben Zeitraum (rechts)

Die Auslastung der ONS in Abbildung B-151 ist an den Werktagen im betrachteten Zeitraum nahezu gleichbleibend (quasi Jahreszeit- und Wetterunabhängig), und der Verlauf lässt die Sonn- und Feiertage erkennen. Die Werktags-Lastverläufe in Abbildung B-151 zeigen entsprechend der gleichbleibenden Auslastung über den betrachteten Zeitraum auch gleichbleibende Leistungsverläufe, und unabhängig davon ist der Leistungsbedarf tagsüber ebenso nahezu unverändert. Ergänzend dazu zeigt Abbildung B-152 die typisierten Werktags-Lastverläufe einer weiteren ONS für KW10 bis KW48 sowie den Verlauf der mittleren ¼ h-Auslastung, die im Gegensatz zu vorherigen ONS aber anteilsmäßig mehr (Klein-)Gewerbe und weniger Haushalte mit elektrischer Energie versorgt.

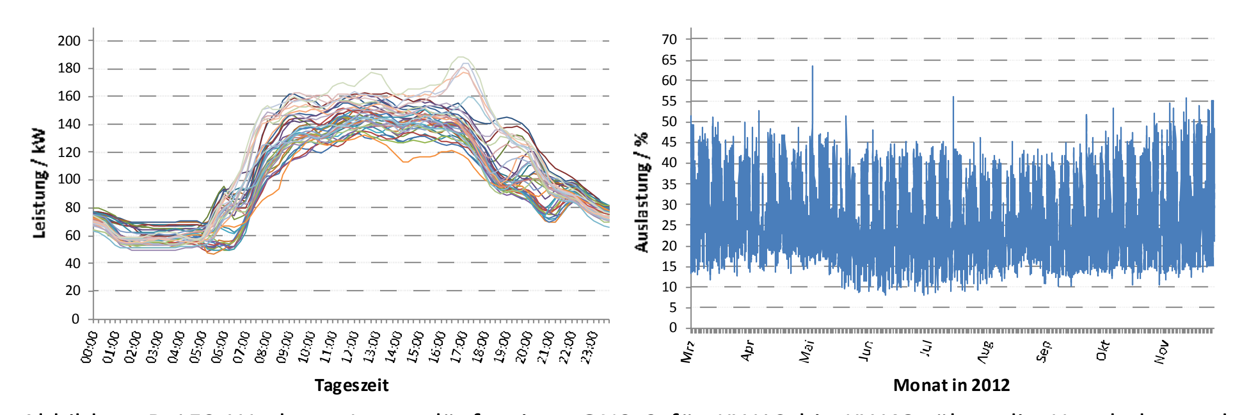


Abbildung B-152: Werktags-Lastverläufe einer ONS 9 für KW10 bis KW48, über die Haushalte und (Klein-) Gewerbe versorgt werden (links), Verlauf der mittlere ¼ h-Auslastung dieser ONS im selben Zeitraum (rechts)

Die Auslastung dieser ONS in Abbildung B-152 zeigt nun einen eindeutigen Wochenrhythmus. Werktage und Wochenenden sowie Feiertage sind eindeutig erkennbar. In den Werktags-Lastverläufen in Abbildung B-152 fällt der gleichbleibende Leistungsbedarf während der typischen Kernarbeitszeiten im Tagesverlauf auf.

4.4.1.2 Visualisierung von Messwerten zur Zustandserfassung

Die Darstellung der in der Netzsimulationsumgebung vorliegenden aktuellen Messwerte ermöglicht eine schnelle Zustandserfassung und bildet die Grundlage einer bisher nur aus der Übertragungsnetzebene bekannten Möglichkeit der weiteren Analyse und Simulation. Die interaktive Bedienoberfläche ermöglicht die Anzeige bzw. das Monitoring von Spannungen, Strömen, Belastungen, Kurzschlussstromanzeigen usw. aus der Niederspannungsseite, oder auch von weiteren Informationen wie beispielsweise der Transformator-Temperatur (hierzu müsste noch ein einfaches thermisches Transformator-Modell implementiert werden). Die Abrufbarkeit von Historien und aktuellen Werten, wie sie in der Netzsimulationsumgebung durchführbar ist, ermöglicht dabei für die meisten Betriebsmittel eine Zustandsermittlung. Diese kann bei der Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes herangezogen werden und kann damit künftig als Bestandteil der Inspektion bereits Teil einer erweiterten und stärker IKT-gestützten Instandhaltungsstrategie gelten bzw. ist vom VDE bereits in einschlägigen Richtlinien verarbeitet worden[141]. Im Falle des Transformators ließe sich auf diese Art und Weise beispielsweise eine belastungsabhängige Wartung/Instandhaltung (bspw. in Bezug auf die notw. Ölwechsel) realisieren.

Die Möglichkeit, die Verteilnetzebene und deren aktuellen Zustand visuell darzustellen, kann für die Netzbetriebsführung bei Störungen oder im Fehlerfall sehr hilfreich sein. Mittels geeigneter Messwertüberwachung ließen sich Störungen oder Ausfälle (womöglich) bereits frühzeitig erkennen, und so ergäbe sich gegebenenfalls sogar die Möglichkeit zum präventiven Entgegenwirkens, wobei diese Möglichkeit wiederum von der tatsächlichen Netzinfrastruktur abhängig ist, d.h. das Öffnen oder Schließen eines Ringes zum Belastungsausgleich etc. ist nur dort möglich, wo entsprechende Betriebsmittel verbaut sind. Dies ist in ländlicheren Gegenden, in denen die Energiewende in besonderem Ausmaß als Belastung der bestehenden Netzinfrastruktur wirkt, aber häufig nicht der Fall, so dass im Status quo der gesetzlichen Regelungen nur die Verstärkung als Option bleibt, sofern nicht auf die seitens

[141] VDN: Technische Richtlinie für Instandhaltung von Betriebsmitteln und Anlagen in Elektrizitätsversorgungsnetzten, Stand 10.11.2006

E-DeMa projektierten „Mittel“ wie bspw. den Einsatz von Aggregatordienstleistungen zurückgegriffen werden kann.

In Abhängigkeit des Funktionsumfangs der künftig zu verbauenden IKT-GW1 ließe sich mit deren Hilfe auch die Netzqualität in ihren Grundzügen flächendeckend beurteilen. Sehr wichtig für all diese Belange ist allerdings ein sehr hoher Automatisierungsgrad der neuen Lösungen, der weitestgehend ohne Betriebspersonal vor Ort und ohne kostentreibende, händische Eingriffe in die Systeme auskommt, damit die Kosten den Rahmen des Nutzens nicht übersteigen. In diesem Sinne und vor dem Hintergrund der bereits hohen Qualität (im Sinne von geringer Unterbrechungshäufigkeit und -dauer) gerade in den deutschen Stromverteilernetzen ist jedenfalls in der kurzen bis mittleren Frist kein wesentlicher positiver Nutzenbeitrag einer solchen flächendeckenden Qualitätsaufnahme zu erwarten.

Ein Beispiel der Messwertüberwachung in der Simulationsumgebung ist, wie in Abbildung B-153 zu sehen, die Visualisierung des Spannungsprofils im Niederspannungsnetz. Weitergehend kann durch entsprechende Summierung der Leistungen auch die Belastung von Kabeln oder Kabelabschnitten festgestellt und dargestellt werden, ohne dass zusätzliche Messungen im Netz erforderlich sind. Die visuelle Darstellung der Belastung erfolgt dann durch Einfärbung der entsprechenden Kabelabschnitte nach einer sinnvollen Colormap (hier unter Verwendung der Ampelfarben); ebenfalls zu sehen in Abbildung B-153.

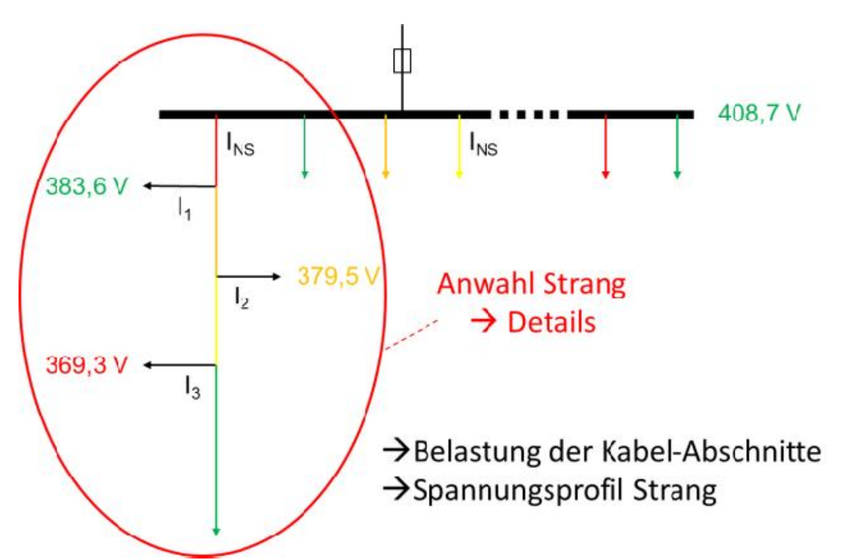


Abbildung B-153: Visualisierung des Spannungsprofils und der Belastung der Kabelabschnitte im Niederspannungsnetz

Diese z.B. für Planungszwecke sehr nützliche Option erfordert nicht notwendigerweise eine kontinuierliche Übertragung großer Datenmengen. Die benötigte Datenmenge zur Darstellung des aktuellen Zustands einer kompletten ONS liegt dabei deutlich unter 1MB, und als minimaler Zyklus der Datenabfrage genügt die Informationsübertragung im Bedarfsfalle auf Abruf – z.B. zur Zeit der Lastspitze – für das Gesamtnetz oder auch selektiv nur für bestimmte Netzteile oder Stränge. Entsprechend ist auch die Übertragung von betriebsrelevanten Informationen aus den einzelnen Ortsnetzstationen möglich.[142]

[142] Im Feldtest wurde allerdings festgestellt, dass es häufig nicht möglich war, entsprechendes Messequipment in die bestehenden ONS/Kompaktstationen einzubringen und es wurden entsprechende Zusatzgehäuse errichtet, um die zusätzlichen Gerätschaften aufzunehmen. Dies stellt für einen Roll-out entsprecheder Technik keine Option dar; insofern steht die hier vorgestellte Technik perspektivisch erst bei Ersatz der heutigen

Auch die aktuelle Belastung der Mittelspannungs-Stränge kann an Hand der Leistungen der einzelnen Ortsnetztransformatoren ermittelt und visualisiert werden, wie Abbildung B-154 zeigt.

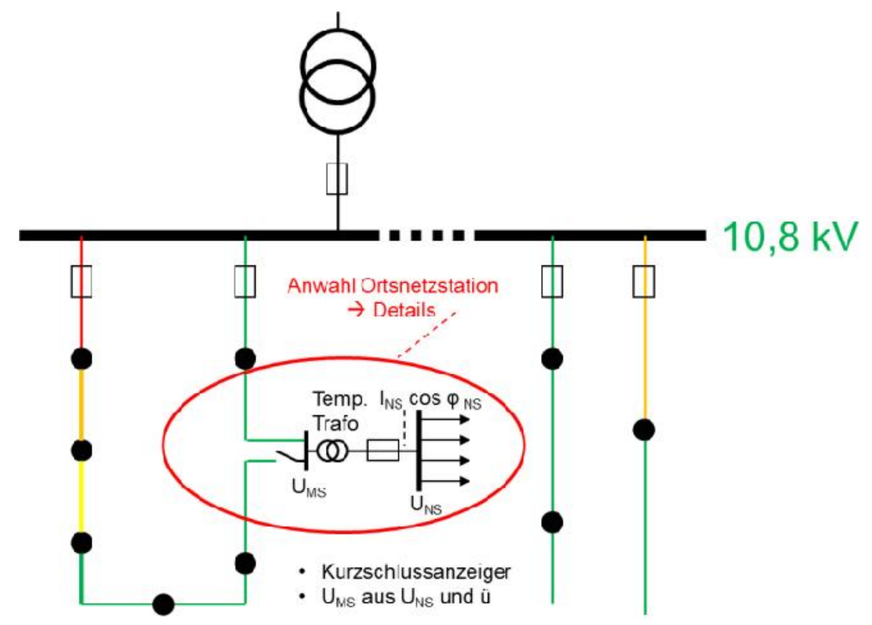


Abbildung B-154: Visualisierung des Spannungsprofils und der Belastung der Kabelabschnitte im Mittelspannungsnetz

Das Spannungsprofil im Mittelspannungsnetz lässt sich ohne Einbau zusätzlicher Wandler in ausreichender Genauigkeit aus den übertragenen Spannungen der Niederspannungs-Sammelschienen, der aktuellen Transformator-Belastung und seiner relativen Kurzschlussspannung sowie dem Übersetzungsverhältnis ermitteln.

4.4.2 Funktionalitäten der IKT-GW1 im Szenario 2020

Wie die Netzsimulationsumgebung eindrucksvoll zeigt, ergibt sich im „Szenario 2020" in der Verteilnetzebene bis hinein in die Abgänge der Niederspannungsnetze eine Transparenz, die von erheblichem Nutzen für die Netzbetreiber sein kann, da diese

- unter Mitnutzung der primär für den Energiemarkplatz implementierten Messeinrichtungen und Informationsübertragungskanäle ein hohes, bislang unerreichbares Maß an Einblick in den technischen Betriebszustand der Netze auf unteren Netzebenen erlauben;
- dies gilt auch für fluktuierende erneuerbare Energien bzw. deren Einspeisungen – hier bergen die zusätzlichen Daten, sofern diese geeignet und effizient in das bestehende Netzsicherheitsmanagement integriert werden können, ein Potenzial zu einer verbesserten Netzintegration der Erneuerbaren;
- schließlich kann ggf. auch der Netzbetrieb insgesamt von einer verbesserten Datenlage profitieren, wenn es wiederum gelingt, die zusätzlichen Daten in einer Art und Weise nutzbar zu machen, die positive Effekte im Asset Management heben hilft.

In welchem Maße die Netzbetreiber von den hier aufgezeigten Möglichkeiten in der Zukunft Gebrauch machen können, hängt entscheidend von den Kosten entsprechender GWs, ihren tatsächlichen Funktionalitäten sowie ihrer kommunikativen Anbindung und den nutzbaren Auswertungsumgebungen ab.

Transformatoren zur Verfügung. Tatsächlich bieten viele Hersteller – so auch der Konsortialpartner Siemens – inzwischen entsprechende Lösungen bei Neubeschaffungen an.

Die im Feldtest eingesetzten IKT-GW1 für das „Szenario 2012" in der Teilmodellregion Mülheim die, wie bereits beschrieben, über keine Messwerterfassung über die Energiewerte hinaus verfügen, ermöglichen keine der unter 4.4.1 dargestellten Ergebnisse. Erst mit Hilfe einer Netzsimulation, in der das elektrische Netz exakt nachgebildet sein muss, sind alle die unter 4.4.1 gezeigten Ergebnisse erzielbar.

Aus rein netztechnischer Perspektive sollten die Funktionalitäten künftige elektronische Haushaltszähler vor einem großflächigen Roll-out einen größeren, aber dennoch bedarfsgerechten, d.h. für das Gesamtsystem nützlichen, Funktionsumfang aufweisen. Dieser Funktionsumfang ist dann mit den Ergebnissen der Kosten-Nutzen-Analyse des BMWi zu vergleichen und etwaige Unterschiede festzustellen. Die Möglichkeiten der Bundesregierung zur Vorgabe *der bundesweit einheitlichen technischen Mindestanforderungen sowie Eigenschaften, Ausstattungsumfang und Funktionalitäten von Messsystemen und Messeinrichtungen unter Beachtung der eichrechtlichen Vorgaben* sind gesetzlich im EnWG in §21i geregelt, in dem die Bundesregierung dazu ermächtigt wird, solche Festlegungen zu treffen. Darüber hinaus ist die Bundesregierung durch weitere Rechtsverordnungen in diesem Paragraphen dazu ermächtigt, die Nutzung der Messsysteme für operative Maßnahmen der Netz- oder Messstellenbetreiber freizugeben und alle weiteren dieses Thema umfassenden Bestimmungen festzulegen. Aufgrund der in der Netzsimulationsumgebung im „Szenario 2020" gewonnenen Erkenntnisse, dass operatives Handeln im Betrieb von Verteilnetzen eine geeignete Maßnahme zur Erhaltung der Netzsicherheit in deutlich komplexeren Versorgungsaufgaben sein kann, wäre eine solche Freigabe jedenfalls in Fällen mit positivem Gesamtnutzen zu befürworten.

Aus technischer Sicht und unter Vernachlässigung der zuvor skizzierten Überlegungen zu Kosten und Nutzen zahlreicher Zusatzfunktionen und der bisher unklaren Frage, auf welchem Wege der VNB an bestimmte Daten gelangt, wenn dritte MSB an den Zählpunkten aktiv sind, können aus technischer Sicht folgende Hinweise zur funktionalen Ausstattung der Zähler abgeleitet werden:

Für Zähler in Haushalten mit ausschließlich Energiebezug sollte das Messsystem künftig:

- über einen geringen Eigenstromverbrauch verfügen (der Energiebedarf eines IKT-GW inkl. Kommunikation ist derzeit noch deutlich höher als der eines Ferraris-Zählers);
- in Bezug auf die Kommunikation bidirektional ausgelegt sein, Tarif- und Steuersignale verarbeiten können (über eine definierte Schnittstelle intelligente, ansteuerbare Haushaltsgeräte steuern) und offen für weitere Dienste sein[143];
- ein fernschaltbares Relais für besondere Lasten bieten (Ersatz für Rundsteueranlagen für Nachtspeicherheizungen);
- Spannungs- und Stromwerte sowie Phasenwinkel zeitnah zur Verfügung stellen können (Messwerte);
- grundsätzlich geeignet sein, Protokolle über Spannungsausfälle mit Datum und Zeit zu liefern;
- geeignet sein, in kritischen Netzinfrastrukturen zu einer Schwellenwertüberwachung beizutragen, wie sie unter 4.4.1.2 demonstriert wurde;

[143] Damit soll nicht ausgeschlossen werden, dass eine Tarifierung im Back-end, wie sie innerhalb des E-DeMa Feldversuchs bspw. für die Erfolgsnachweise genutzt wurde, eine sinnvolle Option darstellen kann.

Hinzuweisen ist schließlich darauf, dass die in der Teilmodellregion Krefeld eingesetzten IKT-GW1, die eine Weiterentwicklung des AMIS-Systems von Siemens darstellen, bereits heute über eine Reihe dieser Funktionen verfügen.

Ergänzend sollte das Messsystem in Haushalten mit zusätzlicher Energieeinspeisung:

- über die Fähigkeit zur Zweirichtungszählung verfügen;
- für die Anbindung von häuslichen EEG- und KWKG-Anlagen geeignet sind;
- die aktuelle Frequenz zur Verfügung stellen können;
- eine standardisierte Schnittstelle zum Anschluss eines PQ-Messgerätes bieten.

4.4.3 Weitergehende Erkenntnisse aus der Netzsimulation

Der großflächige Roll-out der neuen Messsysteme sollte priorisiert erfolgen, d.h. zunächst dort, wo besonders große Nutzeneffekte zu erwarten sind. Hierfür spricht zunächst, dass sich während des Feldversuchs in keiner der beiden Testregionen Situationen zeigten, die eine Entscheidung für einen möglichst schnellen Roll-out aus Netzsicht rechtfertigen würden. Dies kann einerseits daran liegen, dass für den Feldversuch keine breite, weitergehend repräsentative Kundenschar gewählt wurde. Des Weiteren kommt der Umstand hinzu, dass die Energie-intensiven, kälteren Wintermonate des Jahres nicht in den Versuchszeitraum fielen. Gleichzeitig zeigen aber die Ergebnisse der Netzsimulation, dass sich an Ortsnetzstationen mit einer Häufung von leistungsintensiven elektrischen Verbrauchern (Nachtspeicherheizung) und/oder dezentralen Energieeinspeisung durchaus Situationen ergeben können, die zu Grenzwertverletzungen führen. Auch die Ergebnisse aus den Analysen der in 2.4.3 beschriebenen fiktiven „virtuellen“ Ortsnetzstation verdeutlichen, dass an Knoten am Ende eines typischen Niederspannungsstrangs, an dem weder besonders leistungsintensive Lasten angeschlossen noch Energie eingespeist wird, das Spannungsband nicht immer den Vorgaben nach DIN EN 50160[144] genügt.

Aus rein technisch-analytischer Sicht sollte daher das folgende Vorgehen in Erwägung gezogen werden: Es sollten grundsätzlich zunächst diejenigen Mess- und Zählpunkte ausgerüstet werden, bei denen der höchste Nutzenbeitrag zu erwarten ist. Mit Blick auf die Haushalte wären dies bspw. diejenigen mit leistungsintensiven Verbrauchern und großen dezentralen Energieeinspeisungen, wie es auch im Wesentlichen derzeit durch das Gesetz vorgesehen ist. Darüber hinaus sollte eine zunehmende Ausstattung bestimmter, kritischer Netzpunkte – bspw. als stark belastet identifizierter ONS – zumindest als strategische Option betrachtet werden. Allerdings haben die praktischen Erfahrungen im Feldversuch gezeigt, dass es häufig nicht möglich war, entsprechendes Messequipment in die bestehenden ONS-Kompaktstationen einzubringen, und es mussten entsprechende Zusatzgehäuse bei der Stadt Mülheim beantragt, von dieser genehmigt und errichtet werden (vgl. 3.3.3.1), um die zusätzlichen Gerätschaften aufzunehmen. Dies stellt für einen tatsächlichen Roll-out entsprechender Technik keine Option dar; insofern steht die hier vorgestellte Technik und die sich mit dieser verbindenden Lösungsansätze perspektivisch erst bei Ersatz der heutigen Transformatoren zur Verfügung. Tatsächlich bieten viele Hersteller – so auch der Konsortialpartner Siemens – inzwischen entsprechende Lösungen an, die bei Neubeschaffungen genutzt werden können. Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass der jeweilige

[144] Vorgabe für langsame Spannungsänderungen (Spannungsband) nach DIN EN 50160: 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls sollen im Bereich +/- 10% der Versorgungsspannung liegen.

Netzbetreiber zusätzlich über die notwendigen Analyseinstrumente verfügen muss, um die dann zur Verfügung stehenden Daten auch nutzen zu können.

Datenschutz, Schutzprofile der Messsysteme

Datenschutz und Datensicherheit müssen bei den Messsystemen natürlich grundsätzlich gewährleistet sein, ein geeignetes Schutzprofil sollte die operativen Handlungsmöglichkeiten des Netzbetreibers aber auch nicht grundsätzlich behindern. So muss die Zuordnungsbarkeit der durch ein Messsystem erfassten Daten zu einem Netzknoten eindeutig sein, um überhaupt den aus Sicht des Netzes minimalen Nutzen aus den erfassten Information ziehen zu können. In der Auswertung des Feldtests war diese Zuordenbarkeit der Daten zum exakten Netzknoten auf Grund der in 3.2.2. erwähnten Datenschutzproblematik nicht gegeben, was starke Einschränkungen der Analysen bzw. des nutzbaren Funktionsangebotes der entwickelten Netzsimulationsumgebung mit sich brachte.

Neue Möglichkeiten für die Instandhaltungsstrategien

In Verteilnetzen ohne echte Zustandsermittlung sind als Instandhaltungsarten bisher ausschließlich ereignisorientierte Instandhaltung (nach Eintritt von Fehlfunktionen oder nach Ausfall) sowie vorbeugende Instandhaltung (zyklisch und nach außergewöhnlichem Betriebszustand vor Aufgebrauch des Abnutzungsvorrats, unabhängig vom Zustand, auf Erfahrung basierend) üblich.

Mit Blick auf das „Szenario 2020“ wird hingegen künftig auch eine höchstwahrscheinlich effizientere, zustandsorientierte Instandhaltung möglich sein (Zeitpunkt und Umfang der zu ergreifenden Maßnahmen in Abhängigkeit vom Zustand, ausgerichtet auf die Besonderheiten und Anforderungen des Betriebsmittels; Zustandsermittlung durch Zustandsüberwachung, Zustands- und Diagnosemessungen oder Stichproben); diese Strategie erlaubt einerseits eine weitgehende Ausschöpfung der technischen Nutzungsdauer und andererseits bestimmte hierfür geeignete Betriebsmittel bewusst und kontrolliert in Überlastsituationen laufen zu lassen, wenn eine kurzfristige Überlast (bspw. einmal im Jahr) sich bei Bewertung aller Kosten und Nutzen als deutlich kostengünstiger erweist.

Beeinflussung der Kunden als operative Handlungsmaßnahmen

Die im Rahmen des Projektes gewonnen Erkenntnisse hinsichtlich der Beeinflussbarkeit der Kunden durch veränderliche Tarife sind schwierig verwertbar. Einerseits ist die Kundenschar, die am Feldversuch teilgenommen hat, nicht so repräsentativ, als dass sie stellvertretend für die ganze Gesellschaft stehen könnte, des Weiteren waren die angebotenen Tarife, wie in 2.1.1. beschrieben, nur virtuelle Musterprodukte. Die gewonnenen Ergebnisse sind daher nicht verallgemeinerbar, und damit wurde die Chance vertan, diese Handlungsmöglichkeit im Feldtest auf tatsächliche Eignung für eine operative Handlungsmaßnahme zu untersuchen.

Zählung der „Blindenergie“ bei den Messsystemen

Als unter derzeitigen Rahmenbedingungen nur beschränkt sinnvoll hat sich die Übertragung von ¼-h-Zählwerten für „Blindenergie“ durch die Tatsache erwiesen, dass

- die „Blindenergie“ in der Niederspannungsebene nicht abrechnungsrelevant ist und
- die Angabe der „Blindenergie“ als ¼-h-Angabe für jeden der 4 Quadranten nicht eindeutig zu einer mittleren ¼-h-Blindleistung umrechenbar ist, wenn der cos phi zwischen kapazitiv und induktiv variiert,

Zusätzlich ist festzustellen, dass die Bedeutung der „Blindenergie“ bei nicht sinusförmigen Größen (starker Anteil leistungselektronischer Verbraucher) einer detaillierteren Betrachtung bedarf und sich nicht allein auf die Grundschwingungswertebeschränkt

4.4.4 Technologieempfehlungen Zugangsnetze

Die in Deutschland zur Verfügung stehenden kabelgebundenen Zugangstechnologien (DSL, DOCSIS, FTTx) können generell die Anforderungen erfüllen, die für ein Smart Grid von Bedeutung sind. Die Parameter Latenz und Datenrate sind nicht nur für die Smart-Grid-Kommunikation ausreichend dimensioniert, sondern ermöglichen auch die gleichzeitige Nutzung von Verschlüsselung/VPN und Maintenance-Funktionen. Bauartbedingt haben kabelgebundene Zugangstechnologien kein Problem bei der Gebäudedurchdringung und bieten auch eine hohe Reichweite. Je nach Abschirmung sind sie gegenüber äußeren Störeinflüssen unempfindlicher. Durch den teilweise flächendeckenden Ausbau in Deutschland (technologieabhängig) könnte somit der Großteil der Haushalte für ein Smart Grid erschlossen werden. Im Szenario 2012 ist die Verfügbarkeit gegenüber den Funktechnologien höher. DSL als dominierende Breitbandtechnologie in Deutschland ist geeignet für ein Smart Grid, wie sich in den hier vorliegenden Untersuchungen gezeigt hat. Die gebotene Bandbreite und vor allem die hohe zeitliche und geographische Verfügbarkeit machen es prädestiniert als Zugangstechnologie.

Eine Fallunterscheidung macht die verschiedenen Faktoren deutlich, die es beim Einsatz von DSL zu berücksichtigen gilt. Durch die Installation eines zusätzlichen DSL-Anschlusses für jeden Kunden verdoppelt sich die Dichte der Anschlussleitungen. In Mehrfamilienhäusern kann die Installation eines gemeinsamen Anschlusses für das gesamte Metering-System in Betracht gezogen werden. Unter wirtschaftlichen und logistischen Aspekten soll daher auch die Verwendung des Kundenanschlusses als Shared Medium betrachtet werden. Die Mitbenutzung kann zum Beispiel durch eine rechtliche Vereinbarung realisiert werden und erfolgt abhängig vom Grad der städtischen Bebauung. Hierbei ist zu beachten, dass eine unterbrechungsfreie Bereitstellung der Smart Grid-Dienste unabhängig vom Datenvolumen und der Anwendungen der Kunden erfolgen muss, da sowohl eine Anrechnung der Zusatzdienste auf das Inklusivvolumen des Kunden unzulässig ist, als auch im Falle einer Anschlussbeschränkung (bspw. durch Zahlungsversäumnis oder Volumenlimitierung) ein uneingeschränkter Service der Smart Grid Dienste erforderlich ist.

Zur Entkopplung unterschiedlicher Dienste über einen Kundenanschluss und um den Anforderungen eines dedizierten Mediums aus Sicherheitsgründen zu genügen, wurden verschiedene Optimierungsansätze im Rahmen des Projektes analysiert. Eine Variante ist eine Modifizierung des Kommunikationsprofils 17a für VDSL2, ohne den bestehenden Bandplan 998 zu ändern. Dadurch wird ein separates Frequenzband für die exklusive Nutzung zur Smart-Grid-Kommunikation ermöglicht. Die Simulation zeigt, dass innerhalb bestimmter Grenzen durch die Modifizierung keine nachteilige Auswirkung auf die Bandbreite entsteht. Die andere Variante besteht darin, die ISDN-Technik IP-basiert auf der Teilnehmeranschlussleitung zu nutzen. Durch diese Variante entsteht ein fest definierter Übergabepunkt zum Inhouse-Bereich des Kunden. Die Daten werden in einem Gateway über ein VPN verschlüsselt an den Netzbetreiber übergeben.

Für die Ausrüstung von Bestandssystemen bieten sich insbesondere drahtlose Funknetzwerke an, da diese eine kostengünstige, zuverlässige und ausgereifte Lösung darstellen. Die Reichweite der verschiedenen Funktechnologien wird im Wesentlichen durch die vorhandene Dämpfung, Rauschstärke und Interferenzen beeinflusst, die insbesondere für die kommunikationstechnischen Komponenten (Smart Meter, IKT-Gateway2, etc.) in den Untergeschossen der Haushalte einen limitierenden Faktor

darstellt. Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen den Einfluss der Baumaterialen und Installationsorte der Komponenten bei der Verwendung unterschiedlicher Technologien in verschiedenen Frequenzbereichen. Auf Basis der Funkfeldmessungen und der Simulationsergebnisse im Rahmen des Projektes wurden die erreichbaren Systemparameter verschiedener Funktechnologien untersucht. Ein Vergleich der Weitverkehrsfunktechnologien zeigt, dass sowohl der Frequenzbereich, als auch die Robustheit und Toleranz gegenüber Bitfehlern die Leistungsfähigkeit einer Technologie bestimmen. So schnitten die Funktechnologien in niedrigen Frequenzbereichen deutlich besser ab als Technologien in höheren Frequenzbereichen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Nutzung der sub-Gigahertz Frequenzbereiche sehr vielversprechende Lösungen darstellen, so zeigen die Technologien CDMA450 bei 450 MHz, LTE bei 800 MHz und GSM bei 900 MHz die höchste Abdeckungsrate auf. Bei CDMA kommt hinzu, dass eine sehr robuste Modulationsart verwendet wird, was die Übertragung sehr stabil macht. Auch GSM im 900 MHz Bereich arbeitet sehr robust, wodurch eine hohe Reichweite erzielt werden kann. Es ist aktuell noch unklar, in welche Richtung sich der Ausbau des Netzes in den weißen Flecken der Internetversorgung bewegt. Aufgrund der Versorgungsverpflichtungen der Digitalen Dividende wird dies aber voraussichtlich auf der Basis von mobilen Übertragungstechnologien realisiert. LTE (Datenraten theoretisch 160 Mb/s im Down- und 54 Mb/s im Upstream) wird zurzeit als Weiterentwicklung von UMTS in Ballungszentren und – durch die digitale Dividende – in ländlichen Gebieten installiert. Erst die Weiterentwicklung LTE-Advanced (Datenraten theoretisch 1 Gb/s im Down- und 500 Mb/s im Upstream) erfüllt die Anforderungen der ITU-R an die zukünftigen 4G-Standards, wodurch auch eine erhöhte Dienstgüte garantiert werden kann.

4.5. Hauptbefunde und Erkenntnisse mit Blick auf das Zählerdatenmanagement und die in einer E-DeMa-Welt bereitzustellenden Informationen

Die innovativen Produkte, die auf dem E-Energy-Marktplatz auf der B2C- und B2B-Ebene angeboten werden, benötigen eine Datengrundlage, die detaillierter ist und eine höhere zeitliche Auflösung hat, als dies bislang in der Energiewirtschaft üblich war. Hierbei sprechen Transaktionskostenüberlegungen dafür Produktinnovationen mit ¼-h Lastgängen zu hinterlegen (so wie dies der Gesetzgeber bereits mit der weitestgehend rLM-analogen Zählerstandsgangmessung vorgesehen hat). Gegen dieses Vorgehen spricht aus heutiger Sicht vor allem, dass die Kosten einer rLM-Netzabrechnung aus Sicht eines Lieferanten, der Haushaltskunden versorgt, als prohibitiv hoch gelten müssen. Hier bleibt abzuwarten, welche Entwicklung diese Kosten nehmen, wenn sich die Zahl der rLM-artigen Netzabrechnungen erhöht. Ein drittes Verfahren zwischen SLP und rLM einzuführen, dürfte dagegen mit ziemlicher Sicherheit transaktionskostenerhöhend für Netzbetreiber, wie alle anderen Marktakteure wirken. Bevor ein solches, drittes Verfahren eingeführt werden könnte, wären seine Vorteile daher deutlich zu belegen. Darüber hinaus entstehen durch die innovativen E-DeMa Tarife mit ihren preisbasierten Anreizmechanismen komplexere Lastprofile, für deren Validierung die bisherigen Verfahren nicht mehr ausreichen, da diese Verfahren z.B. die kurzfristigen Reaktionen der Prosumer auf Preisänderungen oder den Flexibilitätenabruf nicht berücksichtigen können. Vor diesem Hintergrund gilt es neue Monitoring- und Datenanalysetechniken zu erforschen und zu erproben. Allerdings ermöglicht die feinere Granularität der Zählerdaten eine verbesserte Sicht auf die aktuelle Betriebssituation sowohl der Zähler/ Anlagen als auch des Verteilnetzes. Diese Möglichkeiten sollten dort, wo dies aus netztechnischer Sicht sinnvoll ist, genutzt werden, um die Investitionen in die IKT-Infrastruktur refinanzieren zu können. Hierbei ist die Datenqualität ist von zentraler Bedeutung für die Güte der Prozessautomatisierung auch in nachgelagerten Systemen wie dem E-Energy Marktplatzsystem.

Konkretere Datenschutzvorgaben werden künftig die Funktionalitäten von Zählern bzw. IKT-Gateways, der Infrastruktur sowie der nachgelagerten Zählerdatenmanagementsysteme maßgeblich beeinflussen (vgl. hierzu die Arbeiten des BSI und die im Rahmen der Projektlaufzeit neu in das EnWG eingefügten Regelungen der §§ 21b-i EnWG; insbesondere die §§ 21e, 21g und 21h EnWG).

Dabei existieren die ZDM Systeme künftig in einem Spannungsverhältnis zum regulatorischen Rahmen. Denn einerseits sind für unterschiedliche Marktpartner verschiedene ZDM Ausprägungen mit unterschiedlichen Funktionalitäten (Mandantenfähigkeit) vorzuhalten. Andererseits führen laufende Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen zu neuen Anforderungen an die Systeme. D.h. die ZDM-Infrastrukturen, die heute ins Feld gebracht werden, müssen modular sein und offene Schnittstellen bieten, um möglichst einfach an neue regulatorische Rahmenbedingungen angepasst werden zu können.

Mit Blick auf die Systeme selbst ist festzustellen, dass ZDMs gute Supportfunktionalitäten für Rollout und Monitoring bieten müssen, um die Inbetriebnahme, Fehlererkennung und -behebung so transparent und effizient wie möglich zu gestalten und so die Betriebskosten der entsprechenden Systeme niedrig zu halten. Ähnlich wie dies in anderen Sektoren der Wirtschaft, in denen große Datenvolumina zu Abrechnungszwecken bewegt werden, muss es das Ziel sein, zu einem weitgehenden „through-processing“ zu gelangen, d.h. nur in absoluten Ausnahmefällen zu „händischen“ Eingriffen in einzelne Datensätze gezwungen zu sein.

Schließlich ist eine performante und belastbare kommunikative Anbindung der Messsysteme essentiell. Auch zeitweise nicht-kommunizierende Zähler verursachen u.a. bei der Ersatzwertbildung erhebliche Aufwände und Kosten. In diesem Zusammenhang kommt einer Weiterentwicklung der Plausibilisierung und Ersatzwertbildung für Prosumer eine bedeutende Rolle zu. Der resultierende Prozess bzw. die mit seiner Hilfe erzeugten (Ersatz-)Werte müssen für die ggf. von solchen Ersatzwertbildungen betroffenen Prosumer ebenfalls transparent gemacht werden.

5. Resümee

Das Projekt E-DeMa hat in den Jahren 2008 bis 2012 im Rahmen des gemeinschaftlich von BMWi und BMU verantworteten Förderprogramms "E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft" gemeinsam mit fünf weiteren Modellregionen gearbeitet. Übergreifendes Ziel dieses Förderprogramms war es, Schlüsseltechnologien und Geschäftsmodelle zu entwickeln, die den Anforderungen des Wandels zu liberalisierten Märkten, zu dezentralen und volatilen Erzeugungsstrukturen sowie zur Elektromobilität Rechnung tragen – und zugleich ein Höchstmaß an Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit sicherstellen. Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) spielten dabei eine zentrale Rolle. Ähnliche Verknüpfungen wurden bereits in den verschiedensten Bereichen wie beispielsweise E-Commerce, E-Government oder E-Administration erfolgreich umgesetzt und bildeten eine wesentliche Motivation für die Schaffung des Gesamtprogramms E-Energy.

Das E-Energy Programm und E-DeMa standen und stehen damit im Kontext vieler Initiativen und Aktivitäten, die international unter dem Begriff „Smart Grids[145]“ zusammengefasst werden. „Smart“ steht in diesem Zusammenhang für die intelligente Nutzung aller zur Verfügung stehenden Ressourcen sowie für die Optimierung und Integration des Gesamtsystems der Elektrizitätsversorgung – von der Gewinnung des Stroms über die Speicherung, den Transport, die Verteilung bis hin zur effizienten Verwendung.

Motivation

Das E-DeMa-Projekt verfolgte in dem zuvor skizzierten Rahmen des Förderprogramms die Idee einer Flexibilisierung der nachfrageseitigen Lasten in Bezug auf kleinere Nachfrager im Elektrizitätssystem. Das Projekt hatte mithin zum Ziel, Flexibilitätspotenziale innerhalb der heutigen Stromnachfrage zu erfassen und hebbar zu machen. Eine solche technische Flexibilisierung der Lasten kann dabei nach Überzeugung der Konsortialpartner nur durch den vermehrten Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) ermöglicht werden. Dabei wurde die Last eines einzelnen Haushalts zunächst insofern differenziert betrachtet, als bestimmte Einzelverbraucher besonders geeignet erschienen, gerade unter Einsatz von IKT flexibler zu agieren. Gelingt eine weitgehende Flexibilisierung von Einzellasten, so wird die Gesamthöhe der Last künftig eine aus Systemsicht beeinflussbare endogene Größe.

Dies ist bedeutsam für den sukzessiven Übergang hin zu einer Energieversorgung mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energieträgern. Dafür sind Veränderungen der Versorgungsstruktur vorzunehmen, da die regenerativen Energieträger oft nicht bedarfskonform und jederzeit abrufbar zur Verfügung stehen. Jedoch findet dieser Veränderungsprozess vor dem Hintergrund einer Reihe von grundlegenden und auf Sicht auch nicht veränderbaren Paradigmen statt, mit denen sich das E-DeMa-Konsortium auseinandergesetzt hat. Als wichtige Grundannahme ist das Projektkonsortium davon ausgegangen, dass der Prozess der Liberalisierung und des Unbundling in der Energiewirtschaft in seinen verschiedenen Dimensionen unumkehrbar ist. Insofern sind alle E-DeMa-Lösungen und Konzepte

[145] In der Definition des BDEW, welche E-DeMa für im Prinzip zutreffend erachtet, ist: "Ein Smart Grid (…) ein Energienetzwerk, das das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Marktteilnehmer, die mit ihm verbunden sind, integriert. Es sichert ein ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit niedrigen Verlusten und hoher Verfügbarkeit."

grundsätzlich wettbewerbskonform angelegt worden, d.h. so konzipiert worden, dass sie in einer Umgebung, in der sich die Netzbetreiber einer Vielzahl von in Wettbewerb zueinander stehender Lieferanten gegenüber sehen, funktionieren können.

Die stark steigende Durchdringung der Netze mit kleinen und kleinsten Einspeisern schreitet weiterhin schneller voran als prognostiziert bzw. zu Beginn des Projekts durch die Konsortialpartner angenommen, da das EEG und die Netzanschlussbedingungen dies ermöglichen und fördern. Die sich so neu bildende Erzeugungsstruktur ist dabei nach Überzeugung von E-DeMa kein Phänomen des Übergangs. Insofern besteht in der Marktintegration solcher dezentraler Erzeugungsanlagen eine wichtige Aufgabe nicht nur der ferneren sondern bereits der näheren Zukunft. E-DeMa ist diesbezüglich davon ausgegangen, dass eine verstärkte Durchdringung des Energiesystems und insbesondere des Energienetzes mit IKT geeignet ist, Energieeinspeisungen kleiner Leistung zu einem handelbaren Gut werden zu lassen.

Trotz dieser Entwicklungen ist nach Ansicht von E-DeMa davon auszugehen, dass auch künftig die Leistungs-/Frequenz-Regelung im Wesentlichen durch Übertragungsnetzbetreiber (380 kV) bewerkstelligt wird. Dementsprechend adressieren die innerhalb von E-DeMa entwickelten Ansätze im Wesentlichen nur die Probleme der Verteilnetzbetreiber, wobei diese natürlich nicht im Konflikt mit den Aufgaben und Funktionen der Übertragungsnetzebene stehen dürfen. Darüber hinaus ist allerdings mit einer Erweiterung der Aufgaben der Verteilnetzbetreiber zu rechnen. So werden sie mit zunehmender Substitution fossiler Kraftwerke durch dezentrale Energieumwandlungsanlagen aus regenerativen Energiequellen zur Erbringung von Systemdienstleistungen (insbesondere Spannungshaltung und Kontrolle des Blindleistungshaushalts etc.) herangezogen werden. Damit obliegt ihnen die Koordination der dezentralen Einspeiser und Lasten, um im Rahmen neuer Betriebskonzepte den notwendigen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten.

Vor diesem Hintergrund ist es wichtig zu erkennen, dass jede Lösung die aus einer E-Energy-Welt erwächst, den Anforderungen der Unbundlingkonformität, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz genügen muss (siehe Abbildung B-4) da bei wesentlichen Fragestellungen Verteilnetzbetreiber als regulierte Unternehmen beteiligt sind.

Zusätzlich ist zu beachten, dass projektierte Lösungen ökonomisch tragbar sein müssen, den betroffenen Kunden bzw. Energienutzern die Möglichkeit zur freien Lebensgestaltung erhalten, d.h., es wird sich als notwendig erweisen, unter der heutigen Perspektive einer möglichen zeitlichen, ggf. auch räumlichen Beschränkung des Energiedargebots, die Lebensgestaltung auf ein energieeffizientes Verhalten auszurichten. Eine optimierte Ressourcenallokation darf also nicht allein auf Großmärkte beschränkt bleiben, sondern muss auf den Retailmarkt ausgedehnt werden, um auch den „kleinen“ Energienutzern eine freie effiziente Lebensgestaltung zu ermöglichen. Nur so wird es nach Überzeugung von E-DeMa möglich sein, den erarbeiteten Wohlstand nicht in Frage zu stellen.

Projektablauf

Mit Blick auf E-DeMa bestand das übergeordnete, individuelle Projektziel mit Blick auf die allgemeine Ausrichtung des E-Energy-Programms in einer neuartigen und wettbewerbskonformen Verknüpfung der Bereiche Energiehandel, Energietechnik und Informations- und Kommunikationstechnologie. Da-

bei wurde durch das vorliegende Projekt ein entscheidender Beitrag für eine künftige IKT-Durchdringung des Energiesektors analog anderer Bereiche der volkswirtschaftlichen Wertschöpfung geleistet, und es wurden entsprechende Synergieeffekte freigesetzt.

Wesentliches Merkmal des Projekts E-DeMa war die Begleitung der Realisierung des E-Energy-Marktplatzes in seiner technischen und ökonomischen Dimension durch eine wissenschaftstheoretische Modellbildung und Simulation. Die durchgängige Nachbildung sowohl der Kommunikationsinfrastruktur als auch der ökonomischen Zusammenhänge des Energiehandels und seiner technischen Wechselwirkung mit dem Energienetz gestatteten einerseits die Überprüfung der grundsätzlichen Funktionalität des Ansatzes im Hinblick auf die Modellregion als auch die spätere Übertragung des Ansatzes auf andere Regionen.

Aus dieser Zielsetzung heraus wurde ein Projektplan in drei Phasen entwickelt, der eine zyklische Evaluation des Projektfortschritts bei der Realisierung des E-DeMa-Systems ermöglichte.

In Phase 1 (2009) wurden die Grundvoraussetzungen für das Projekt und insbesondere für die Modellregion im Rahmen von Konzeptionen und Spezifikationen geschaffen. Wichtige Meilensteine waren hierbei die Definition des E-Energy-Marktplatzes, der Entwurf der Kommunikationsinfrastruktur, die Anforderungsspezifikation für die IKT-Gateways sowie das Systemkonzept der E-Energy-Marktplatzsoftware einschließlich des Zählerdatenmanagements.

Phase 2 erstreckte sich über die Jahre 2010 und 2011 und umfasste die Entwicklung und Realisierung

- der Kommunikationsinfrastruktur und der IKT-Gateways,
- der technischen Prozesse des Verteilnetzbetriebs im Hinblick auf den E-Energy-Marktplatz und deren Realisierung im Netzleitsystem,
- der neuen Geschäftsprozesse für Handel und Marktplatz sowie die Härtung dieser Prozesse im Hinblick auf die bestehenden gesetzlichen und regulatorischen Regeln,
- der Software für das Marktplatzsystem.

Die Entwicklung in dieser Phase wurde durch eine Modellbildung und Simulation begleitet, die eine stete Überprüfung der Entwicklungsarbeiten im Hinblick auf die Projektziele erlaubte. Die Modellierung gestattete eine zielgruppendifferenzierte Bestimmung der Wertschöpfungspotenziale sowie der Auswirkungen der Anreizsysteme im Hinblick auf die Hebung von Energieeffizienz. Weiterhin konnte durch die Modellierung und Simulation der Kommunikationsinfrastruktur die Entwicklung eines schnittstellenkonvergenten Systems im Hinblick auf die hohen Anforderungen des E-Energy-Ansatzes unterstützt und gesichert werden.

Die sich anschließende Phase 3 diente der Demonstration der neuen innovativen Technologien aus den vorangegangenen Phasen im Rahmen der E-DeMa-Modellregion. Die hierbei gewonnen Daten und Informationen wurden ausgewertet und validiert. Mithilfe der validierten Modellierung von Energienetz und Energiehandel im Kontext des neuen E-Energy-Marktes wurde eine abschließende Überprüfung des Projekterfolges sowohl in ökonomischer Hinsicht für die Marktakteure als auch im Hinblick auf die Hebungspotentiale von Flexibilitäten, Verlagerungen und Energieeinsparungen, wie sie in diesem Abschlussbericht dargestellt sind, durchgeführt.

Insofern hat E-DeMa alle in der für das E-Energy Gesamtprogramm wegweisenden Studie „Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)“ diskutierten Dimensionen einer möglichen E-Energy Welt adressiert und analysiert: **Informations- und Kommunikationstechnologien** (unterschiedliche Zugangs-Technologien sowie Inhouse-Vernetzung), **Datenanforderungen** (Aspekte der Interoperabilität, Aspekte des Datenschutzes, Aspekte der Sicherung der Integrität sowie der Verschlüsselung von Daten), **Verteilnetzmanagement** (Netzbetriebsführung, Verteilte Erzeugung, Demand-Side Management und Demand Response), **Zähl- und Messwesen** (Smart Metering, innovative Stromprodukte) sowie **Home Automation, intelligente Geräte, Gebäudeleittechnik**.

Zentrale Thesen des Projekts E-DeMa im Kontext des Gesamtprogramms E-Energy

Im Rahmen seiner vierjährigen Arbeit hat das E-DeMa-Konsortium seine angestrebten Ziele erreichen können und dabei zahlreiche Ergebnisse und Erkenntnisse erzielt, die für die Umsetzung von E-Energy bzw. für das Gesamtprojekt „Energiewende“ von wesentlicher Bedeutung sind und Richtung weisend für die Veränderung von Rahmenbedingungen und künftige Untersuchungsbedarfe sind. Diese hat E-DeMa in fünf Thesen zusammengefasst, die die Projekterfahrung und die im Projektverlauf gewonnenen Erkenntnisse verdichten.

These 1: Die Menschen abholen und mitnehmen!

Der Mensch ist ein zentrales Element der Zukunft, auch und besonders im Feld der Energieversorgung. Um die Menschen aber für die neue Umwelt zu interessieren und für die neuen Implikationen der Energiewirtschaft zu begeistern, bedarf es größter Anstrengungen und Aufklärungsarbeiten.

Auf der einen Seite verändert sich die Technik sehr schnell und deshalb veralten ingenieurpsychologische Erkenntnisse recht rasch. Auf der anderen Seite stehen Mechanismen des Wahrnehmens, Denkens, der Aufmerksamkeit und des Handelns von Menschen sowie menschliche Grundbedürfnisse, wie z. B. das Bedürfnis nach Kontrolle, die sich nur langsam verändern.

Die Fähigkeit des Menschen zu lernen, bildet für ihn eine Grundvoraussetzung dafür, sich den Gegebenheiten des Lebens und der Umwelt anpassen zu können, darin sinnvoll zu agieren und sie gegebenenfalls im eigenen Interesse zu verändern. Lernen beinhaltet die Wahrnehmung und Bewertung der Umwelt, die Verknüpfung mit Bekanntem (Erfahrung) und das Erkennen von Regelmäßigkeiten (Mustererkennung). Dieser komplexe nicht automatisierte Prozess wird zudem durch das Bedürfnis des Menschen nach Sicherheit, welches durch Wiederholung/Beharren von/auf Bekanntem bzw. Selektion von Wahrnehmungen entsteht, beeinflusst.

Menschliche Anpassungsprozesse, wie das Lernen, sind deshalb teilweise zu langsam. Die Unterschiede zwischen den Generationen vergrößern sich und der Umgang mit Technik ist oft nicht selbstverständlich, dies gilt sowohl für Technik im Alltag (z. B. Handys) als auch für professionelle Bereiche (z. B. Energieversorgung). Technische Systeme oder Funktionen werden häufig nicht oder nicht effektiv genutzt, obwohl Menschen davon profitieren würden. So werden beispielsweise Geldautomaten von älteren Menschen häufig nicht genutzt bzw. neue Computerprogramme in Unternehmen werden von den Mitarbeitern gemieden, da die Programme zu kompliziert oder schwer erlernbar sind oder nicht an die Bedürfnisse des Nutzers angepasst wurden.

Immer dann, wenn zwei oder mehrere Akteure gemeinsam an einem Prozess beteiligt sind, stellt sich die Frage nach der Verantwortung. Und zwar unabhängig davon, wer interagiert: Mensch und Mensch, Mensch und Technik oder Technik und Technik. Verantwortung setzt Bewusstsein und die Fähigkeit zu intendiertem Handeln voraus. Für verantwortliches Handeln muss mindestens eine weitere Entscheidungsalternative bestanden haben und eine freie Entscheidung getroffenen worden sein. Ein technisches System erfüllt diese Voraussetzungen nicht, höchstens setzt der programmierte oder erlernte Algorithmus eine Aktion in Gang. Und wenn dies Aktion A und nicht Aktion B ist, stehen dahinter Menschen, die diese Autonomie gewähren, den Algorithmus programmiert haben und – sachgerechte Anwendung vorausgesetzt - die Verantwortung tragen, ob sie nun wollen oder nicht. Verantwortung wird wahrgenommen, indem technische Systeme so sicher wie möglich gemacht werden: die Systeme werden auditiert und zertifiziert, untersucht, gewartet und getestet, bis schließlich das Restrisiko toleriert wird, da es letztlich keine Fehlerfreiheit geben kann.

Vor diesem Hintergrund muss der gesamte Umbau der Energieversorgung noch deutlich mehr, als dies bisher der Fall war, erläutert und vermittelt werden. Insbesondere hat sich auch gezeigt, dass eine hohe Funktionskomplexität der Systeme und Geräte eher dazu führt, dass diese ungenutzt bleiben. Die E-DeMa-Ergebnisse suggerieren, dass auch künftig eine Mehrheit der Kunden (im Sinne von Konsumenten) passiv bleiben wird. Herausgestellt sei nochmals, dass die Automatisierung der Weißen Ware im Feldversuch keine wesentliche Verbesserung der Aktivität ggü. den nicht-automatisierten Teilnehmern mit sich gebracht hat (dies erfolgte nämlich erst bei stark zunehmender Preisdynamik). Das heißt, es kommt für eine Partizipation auf die grundsätzliche Bereitschaft zur Auseinandersetzung und das Verständnis hinsichtlich der Gegebenheiten weit mehr an, als auf die technische Ausstattung. Diese bestimmt aber mit über die Fähigkeit des einzelnen Kunden, für sich Vorteile (das heißt Nutzen) zu realisieren.

Die rasante Entwicklung der IKT im Bereich Consumer-Electronics/Endkundengeräte vermag hier unterstützend zu wirken. Es ist nach Überzeugung von E-DeMa daher langfristig der falsche Weg, Transparenz über Energieverbräuche etc. auf speziell hierfür entwickelten physischen End-User-Interfaces herstellen zu wollen. Vielmehr ist es notwendig, entsprechende Informationen auf Kanälen und höchstwahrscheinlich auch über Medien „einzuspielen“, die die Kunden ohnehin nutzen. Apps mit Energiefokus, d.h. Software, die in speziell beschriebenen Umgebungen bspw. auf Mobiltelefonen oder Tablet-PCs läuft, sind hier der Weg in die Zukunft. In diesem Zusammenhang kommt der Weiterentwicklung und Nutzbarmachung von (Inhouse-)Kommunikationstechnologien und generell der Home Automation auch über den Bereich der 1-2-Familienhäuser hinaus eine große Bedeutung zu.

These 2: Standardisierung ist eine notwendige, aber keine hinreichende Bedingung für den Erfolg von E-Energy!

Ohne weitere und vertiefte Standardisierung wird es keine E-DeMa-Welt, keine Zukunft mit E-Energy geben, denn Standardisierung ist die erste und wichtigste Grundbedingung einer wirtschaftlich darstellbaren Interoperabilität. Standardisierung ist aber zugleich, wie die Erfahrungen des Konsortiums bspw. im Rahmen der Systemtests zeigen, nur eine notwendige Bedingung für ein Gelingen von Interoperabilität; sie ist hierfür aber allein nicht hinreichend. Damit Technologien und physische Geräte unterschiedlicher Hersteller tatsächlich miteinander interagieren können und dabei den Ansprüchen der Kunden genügen, bedarf es kosten- und zeitintensiver Systemtests und Abstimmungen. Dabei ist

es oftmals auch notwendig, das vollständige Protokoll offen zu legen bzw. alle in einem Gerät implementierte „use-cases“ in den Blick zu nehmen. D.h. auch solche, die für den E-Energy Anwendungsfall zunächst nicht relevant erscheinen, da diese nichtsdestotrotz als Fehlerquelle innerhalb der E-Energy Welt wirken können. Zudem ist es allein aufgrund der langen Lebensdauer entsprechender Geräte notwendig, auch Bestandslösungen in eine E-Energy-Welt mit einbeziehen zu können. Zu entwickelnde Standards müssen in diesem Sinn „abwärts-kompatibel“ sein. Dies ist auch bedeutsam, um bei den Nutzern Akzeptanz zu erzeugen.

An dieser Stelle sei auf Erfahrungen des Feldversuchs hingewiesen: Auch wenn die eingesetzte Technik einen hohen Standardisierungsgrad erreichet hat, trifft dieser in der Regel auf einen nicht-„standardisierten Haushalt“, was vielfältige Detail-Probleme verursachen kann.

These 3: Marktplätze als Energieinformationsplattformen für Erneuerbare ausbilden!

Die Rolle und genaue Funktion der seitens der unterschiedlichen Modellregionen ausgebrachten Marktplätze bleibt eine der wesentlichen, weiterhin offenen Fragen innerhalb von E-Energy. Aus Sicht von E-DeMa ist mit Blick auf die Marktplätze zunächst festzustellen, dass eine Zersplitterung des Marktes i.d.R. nicht wertschöpfend ist, weshalb E-DeMa nach wie vor davon ausgeht, dass es sich bei einem Marktplatz nicht um eine lokale Strombörse handelt. Zudem sieht E-DeMa auch weiterhin Synergiepotenziale bzw. geht davon aus, dass in einer künftigen E-Energy-Welt nicht in jeder Region/ in jedem Verteilnetzgebiet eine eigene physische Infrastruktur betrieben wird, um die entsprechenden Dienste vorhalten zu können.

In diesem Zusammenhang sollte auch bedacht werden, dass die Verteilnetzbetreiber in der künftigen Energieversorgung durch die dezentralere Organisation der Erzeugung eine zentrale Rolle einnehmen (müssen). Diese zentrale Rolle werden die Verteilnetzbetreiber aber nicht ausfüllen können, so sie nicht über entsprechende Informationsverarbeitungssysteme verfügen, die sie in die Lage versetzen, relevante Akteure (ÜNB, Lieferanten, Aggregatoren, EEG-Anlagenbetreiber etc.) in hoch automatisierter Weise zeitnah und mit hoher Verlässlichkeit mit den notwendigen Daten und Informationen zu versorgen.

Aus Sicht von E-DeMa könnte daher eine wesentliche Aufgabe von Plattformen, die innerhalb von E-Energy als Marktplätze bezeichnet wurden, zunächst und zu allererst darin liegen, die Verwaltung einer dezentralen Erzeugungswelt zu verbessern und zunehmend zu automatisieren. D.h. den Verteilnetzbetreibern ein Tool an die Hand zu geben, das ihre Interaktion mit den Anlagenbetreibern auf allen Ebenen besser strukturiert (Einspeiserportal). Dies könnte bspw. die Netzanschlussverwaltung betreffen, aber auch Fragen der zu vergütenden Energie oder des Einspeisemanagements. Zusätzlich könnte eine solche Plattform wie von E-DeMa konzeptionell bereits beschrieben, als technische Basis einer marktlichen Verarbeitung heutiger EEG-Mengen durch Dritte (Aggregatoren) dienen und insofern ein Element eines künftigen „DSO as market facilitator“-Ansatzes sein. Eine entsprechende Ausrichtung hätte zudem den Vorteil kurzfristig nicht im Konflikt zu den vorhandenen ZDM- bzw. CRM-Systemen der wettbewerblichen Akteure zu stehen und ein heute weitgehend individuell und mit hoher Arbeitsintensität bearbeitetes Aufgabenfeld effizienter zu gestalten.

These 4: Smart Grids und Lieferantenwettbewerb sind kein Gegensatz!

Das E-DeMa-Konsortium hat sich von Anbeginn seiner Arbeit den Prinzipien Unbundlingkonformität, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz verschrieben. E-DeMa ist als Ergebnis seiner Tätigkeiten in seiner Überzeugung bestätigt worden, dass smartere Strukturen auch in wettbewerblichen bzw. entbündelten Energiemärkten zu schaffen sind und hält beide „Welten“ daher nicht für Gegensätze. Jedoch ist festzustellen, dass innerhalb des E-Energy-Ansatzes, wie er bspw. durch E-DeMa entwickelt und vertreten wurde, zusätzliche Aufgaben und Notwendigkeiten bestehen (bspw. in Bezug auf das notwendige Datenclearing zwischen allen Beteiligten sowie die Bilanzierung -> These 5), die in einer integrierten Umgebung so nicht zu leisten wären und insofern Mehrkosten verursachen. Darüber hinaus ist festzustellen, dass die Durchdringung der Erzeugungsmärkte mit EEG-geförderten (und zu extrem niedrigen variablen Kosten produzierenden) Anlagen die Marktverfassung des Erzeugungsmarktes selbst zunehmend infrage stellt; es wird nach Überzeugung von E-DeMa aber mittelfristig unmöglich sein, die Fragen einer geeigneten, wettbewerblichen, kapazitätsförderlichen Organisation des Erzeugungsmarktes zu lösen, ohne hierbei auch andere Aspekte des Energieversorgungssystems in den Blick zu nehmen und ggf. neu zu bewerten.

These 5: Produkte, Energiemengenbilanzierung und Datenschutz ins richtige Verhältnis setzen

Ein wesentlicher Teilaspekt von E-DeMa war die Entwicklung von Musterprodukten, deren Anwendung im Feldversuch wichtige Rückschlüsse auf das tatsächliche Flexibilitätspotenzial zugelassen hat. Allerdings waren alle Produkte rein „virtuell“, da eine Abbildung dieser Produkte über den Energiemarkt zum heutigen Zeitpunkt wirtschaftlich noch nicht darstellbar wäre. Um eine wirtschaftliche Darstellbarkeit zu erreichen, müssen entsprechende Bilanzierungsstrukturen geschaffen werden. Hierbei ist zu bedenken, dass mit der ¼--h-Bilanzierung im Bereich rLM heute ein Verfahren existiert, dass grundsätzlich geeignet ist, innovative Produkte im Rahmen neuer Belieferungskonzepte abzubilden - entsprechend sind innerhalb von E-DeMa ¼-h-Lastgänge mit explizitem Einverständnis der Kunden erhoben worden. Auch in Zukunft sollte es aber grundsätzlich der Entscheidung der marktlichen Parteien, d.h. Lieferanten und Kunden überlassen bleiben, ob ein Wechsel in ein solches, komplexeres Bilanzierungssystem geeignet ist, wirtschaftliche Vorteile zu heben. Darüber hinaus gilt es zu bedenken, dass alle Geschäftsmodelle, in deren Kern die Nutzung von Flexibilitäten steht, ebenfalls in einem künftigen Bilanzierungssystem abzubilden sind. Hier wird zu klären sein, wie damit umgegangen werden soll, wenn der Bilanzkreis einer Partei A in eine Schieflage gerät, weil eine Partei B ggf. ohne direkte marktliche Beziehung zu A eine Flexibilität nutzt und für sich hieraus einen Vorteil generiert. Hier wird es gelten, die entstehenden Transaktionskosten gegen die Vorteile der Flexibilitätsnutzung abzuwägen.

Schließlich bestanden und bestehen massive Vorbehalte gegen ein Erheben von Lastgängen bei Privatpersonen aus Sicht von Datenschützern und Datenschutzorganisationen. Diesbezüglich hält E-DeMa an der These fest, nur Daten erheben zu wollen, die auch benötigt werden, hält es aber zugleich für notwendig, diejenigen Nachfrager, die helfen, das Energiesystem zu stabilisieren, hierfür auch direkt entlohnen zu können. Hierzu wird es höchstwahrscheinlich auch notwendig sein, den individuellen Hilfsbeitrag zu bewerten; dieser wiederum aber muss bekannt, bewertbar und auf das ihn verursachende Individuum zurechenbar sein.



Die Zukunft hat mit E-DeMa begonnen,

lassen Sie uns weiterhin gemeinsam voran gehen





















Glossar

Abkürzung	**Begriff**
AGG	Aggregator, kontrahiert Erzeugungsmengen oder Flexibilitäten der Endkunden, aggregiert diese zu einem Portfolio und vermarktet marktgängige Produkte an andere Marktteilnehmer (z.B. VNB, Lieferant, Händler, TSO...), nicht jedoch an Endkunden
AggHS	Aggregator-Handelssystem
AggLS	Aggregator-Leitsystem
AMIS	Automated Metering and Information System
AP	Arbeitspaket
AWF	Anwendungsfall
B2B	Business-to-Business, Geschäftsbeziehung zwischen (mindestens) zwei Unternehmen
B2C	Business-to-Customer, Geschäftsbeziehung zwischen Unternehmen und Privatpersonen
BIKO	Bilanzkoordinator
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BPLC	Broadband Powerline Communications
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CDMA	Code Division Multiple Access, Mobilfunksystem
CRM	Customer Relationship Management
DEA	Dezentrale Energieumwandlungsanlage
DER	Dezentrale Energieressourcen
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol, Protokoll zur dynamischen Vergabe von IP-Adressen
dLAN	Direct LAN, vgl. PLC
DMZ	De-Militarized Zone
DR	Demand Response
DSL	Digital Subscriber Line
DSM	Demand Side Management, Laststeuerung: Steuerung der Stromnachfrage bei Abnehmern in Industrie, Gewerbe und Privathaushalten
DSSE	Distribution System State Estimator

Abkürzung	**Begriff**
DWD	Deutscher Wetterdienst
E-DeMa	Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft
EDIFACT	Electronic Data Interchange For Administration
EDL	Energiedienstleister
EEG	Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEX	European Energy Exchange
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung(Energiewirtschaftsgesetz)
EV	Electric Vehicle
FHSS	Frequency Hopping Spread Spectrum, Frequenzsprungverfahren in der drahtlosen Übertragungstechnik
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GPRS	General Packet Radio Service, Datenübertragungsdienst im Mobilfunk
GSM	Global System for Mobile Communications, Mobilfunkstandard
GUI	Graphical User Interface
GV	Gesamtverbrauch
HECUI	Home Energy Control User Interface
HT	Haupttarif
HTTP	Hyper Text Transfer Protocol
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IF	Interface
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IKT-GW1	IKT-Gateway 1
IKT-GW2	IKT-Gateway 2
ISDN	Integrated Services Digital Network, Kommunikationsstandard
ITU	International Telecommunication Union
JMS	Java Message Service
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
LAN	Local Area Network
LTE	Long Term Evolution, Mobilfunkstandard
M2M	Machine to Machine

Abkürzung	**Begriff**
MaBis	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
mBS	EmBedded Server
MDL	Messdienstleister
MessZV	Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung (Messzugangsverordnung)
MHz	Projekt Mülheim zählt
MP	Marktplatz
MPB	Marktplatz Betreiber
mPRM	mPower Remote Manager
MSB	Messstellenbetreiber
MSCONS	Metered Services Consumption report message, Nachrichtenstandard zur Zählerdatenübertragung
MUC	Multi Utility Communication
NLS	Netzleitstelle
NT	Nebentarif
ONS	Ortnetzstation
OSI	Open System Interconnection
OTC	Over The Counter
PLC	Powerline Communications
Prosumer	Ein Energiekunde, der auf der einen Seite Energie konsumiert (consumer) und auf der anderen Seite durch den E-Energy-Marktplatz in die Lage versetzt wird, durch schaltbare Lasten oder Kleinerzeuger Energie- und Systemdienstleistungen anzubieten oder erzeugte Energie zu vermarkten (producer).
PuG-Kunde	Privat- und Gewerbekunde: Energiekunden, die einen Jahresverbrauch von 100 000 kWh/a nicht überschreiten
PV	Photovoltaik
QoS	Quality of Service
rLM	Registrierende Lastgangmessung
SI	System Interface
SLP	Standardlastprofil; Kunden mit einem Jahresverbrauch unterhalb von 100 000 kWh/a werden nach vereinfachten Methoden mittels Standardlastprofilen prognostiziert und abgerechnet
SML	Smart Message Language, Kommunikationsprotokoll
SSL	Secure Sockets Layer, Verschlüsselungsprotokoll
STLS	Short Term Load Scheduler

Abkürzung	**Begriff**
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol, Kommunikationsprotokolle
TLS	Transport Layer Security, Verschlüsselungsprotokoll
TMR	Teilmodellregion
TSO	Transmission System Operator, Übertragungsnetzbetreiber
UA	Umspannanlage
UI	User Interface
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System, Mobilfunkstandard
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPN	Virtual Private Network
VR	Verbrauchsreduktion
VV	Verbrauchsverlagerung
WAN	Wide Area Network
WiMAX	Worldwide Interoperability for Microwave Access, Mobilfunkstandard
WLAN	Wireless Local Area Network
wMBus	Wireless MBus
WW	Weiße Ware
XML	Extensible Markup Language
ZDM	Zählerdatenmanagement
ZDMS	Zählerdatenmanagementsysteme

Verwendete Fachliteratur

1. A Greedy-based Network Planning Algorithm for Heterogeneous Smart Grid Infrastructures, C. Müller, C. Wietfeld, 8th International Conference on Wireless and Mobile Communications (IC-WMC 2012), Venedig, Juni 2012
2. AbLaV: Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998)
3. Anforderungen an die E-DeMa Kommunikationsinfrastruktur, E-DeMa AP2 Projektbericht D2.1, August 2009
4. AP6-Interfaces, Projektdokumentation E-DeMa, Juni 2009
5. Coexistence Analysis of Access and Indoor Powerline Communication Systems for Smart Grid ICT Networks, C. Müller , C. Lewandowski, C. Wietfeld, H. Kellerbauer, H. Hirsch, 16th IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications (ISPLC), Peking, März 2012
6. Datenschutz in Smart Grids, Berlin, 2011, Raabe et al. (Hrsg.)
7. E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin, 2009
8. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), 2005
9. Enhanced Frequency Hopping for Reliable Interconnection of Low Power Smart Home Devices, N. Langhammer, R. Kays, International Wireless Communications and Mobile Computing Conference (IWCMC'12), Limassol, August 2012
10. Entwurf der Kommunikationsnetzarchitektur, E-DeMa AP2 Projektbericht D2.2, April 2010
11. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), 2012
12. European Network of Transmission System Operators for Electricity (entsoe) - Network Code Development - Requirements for Generators, Electricity Balancing, Demand Connection, Operational Security, 2013
13. Evaluation of Wireless Smart Metering Technologies in Realistic Indoor Channels, N. Langhammer, R. Kays, IEEE International Symposium on Wireless Communication Systems 2011 (ISWCS'11), Aachen, November 2011
14. Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE), siehe auch Anlage zum Beschluss BK6-06-009 der BNetzA. Gültig seit 01.04.2012
15. ICT Reference Architecture Design based on Requirements for Future Energy Marketplaces, C. Wietfeld, C. Müller, J. Schmutzler, S. Fries, A. Heidenreich, H. -. Hof, Proceedings of the 1st IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm 2010), Gaithersburg, Maryland, USA, Okotober 2010
16. Lastenheft MUC - Multi Utility Communication, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), August 2009
17. Leistungsbewertung und Optimierung der Kommunikationsinfrastrukturen, E-DeMa Projektbericht, März 2013
18. Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS), siehe auch Anlage 1 zum Beschluss BK6-07-002 der BNetzA vom 10.06.2009 (MaBiS) sowie Beschluss BK6-11-150 vom 28.10.2011
19. Messzugangsverordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006)
20. Modellierung der Kommunikationsinfrastruktur, E-DeMa AP2 Projektbericht D2.3/D2.4, Juli 2011

21. Netzentwicklungsplan Strom, 2012
22. Performance Analysis of Radio Propagation Models for Smart Grid Applications, C. Müller, H. Georg, M. Putzke, C. Wietfeld, Second IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm 2011), Brüssel, Oktober 2011
23. Pflichtenheft Prototypische Realisierung des IKT-Gateway 2, E-DeMa-Konsortium D4.1, Mai 2010
24. PHY Modifications of IEEE 802.11 Systems for Transmission at Very Low SNR, N. Langhammer, R. Reinhold, R. Kays, 8th International Workshop on Multi-Carrier Systems & Solutions, Pages 1 - 4 , Herrsching , Mai 2011
25. Schutzprofil für ein Smart Meter Gateway (BSI-CC-PP-0073), Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)
26. Sichere Betriebsprozesse, E-DeMa Projektbericht D3.3, November 2009
27. Smart Grid und Smart Market, Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, 2011
28. Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, BDEW, Ausgabe Juni 2008
29. THINK-Report -Topic 11 „Shift, Not Drift: Towards Active Demand Response and Beyond", 2013
30. UN/EDIFACT - ISO9735
31. Zuverlässige Integration intelligenter Laststeuerung und dezentraler Energieerzeugung im E-Energy Projekt E-DeMa, N. Langhammer, C. Müller, S. Kreutz, H.-J. Belitz, D. König, R. Kays, C. Wietfeld, C. Rehtanz, Tagungsband des VDE Kongress 2012: Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, November 2012

Anhang A: Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

Seit Beginn dieses Projektes haben die Konsortialpartner die Ergebnisse ihrer Forschungs- und Entwicklungsarbeiten einzeln oder gemeinsam einer breiten Öffentlichkeit vorgestellt. Wesentliche Ergebnisse aus dem Projekt E-DeMa sind in einer Vielzahl von Publikationen in den verschiedensten Fachzeitschriften erschienen und auf Tagungen sowie Konferenzen einer interessierten Fachöffentlichkeit vorgestellt worden. Darüber hinaus präsentierte das Konsortium seine Ergebnisse auf Fach-messen und stellte seine Zwischenergebnisse regelmäßig auf Meilensteintreffen vor, von denen auch die öffentliche Presse regelmäßig berichtete. Die nachstehende Liste gibt einen Überblick über die Vielzahl von Veröffentlichungen, die während der Laufzeit des Vorhabens bis zum jetzigen Zeitpunkt entstanden sind.

Veröffentlichungen in Fachzeitschriften und Konferenzbänden

Thema	Datum	Autor	veröffentlicht in
Innovative Technologien für künftige Stromnetze	2009	C. Rehtanz, *TU Dortmund*	BWK Sonderheft 60 Jahre, 2009
A Smart Communication Infrastructure for Future Energy System Applications	September 2009	C. Wietfeld, J. Schmutzler und C. Müller, *TU Dortmund*	*International Workshop on Future Internet of Things and Services - Embedded Web Services for Pervasive Devices in conjunction with the Future Internet Symposium 2009*, Berlin, Seiten: 1–8
Das Internet der Energie	Oktober 2009	C. Rehtanz und C. Wietfeld, *TU Dortmund*	at - Automatisierungstechnik 10/2009, Oldenbourg Wissenschaftsverlag, Seiten: 514-524
Anreize für flexible Netznutzungsentgelte aus dem Projekt E-DeMa	Oktober 2009	A. Ebert, *Siemens AG*	Tagungsband VDE ETG-Kongress 2009 "Intelligente Netze", Düsseldorf
Bewertung des Einsatzpotentials eines assetbezogenen Virtuellen Kraftwerks	Oktober 2009	C. Rehtanz und B. Gwisdorf, *TU Dortmund;* M. Laskowski, *RWE AG*	Tagungsband VDE ETG-Kongress 2009 “Intelligente Netze”, Düsseldorf
Smart Metering Technologien für den flächendeckenden Einsatz in Virtuellen Kraftwerken	Oktober 2009	C. Rehtanz, A. Worgull und W. Horenkamp, *TU Dortmund*	Tagungsband VDE ETG-Kongress 2009 “Intelligente Netze”, Düsseldorf
Smart Metering Technologien: Mehrwert durch Standardisierung der Zähler und Kommunikationsstrukturen der “letzten Meile	Oktober 2009	C. Rehtanz, A. Worgull und W. Horenkamp, *TU Dortmund*	Tagungsband VDE ETG-Kongress 2009 “Intelligente Netze”, Düsseldorf
Large Scale Integration of Electric Vehicles in Decentralized Power Supply Systems	Dezember 2009	C. Sourkounis und F. Einwächter, *Ruhr-Universität Bochum*	*Conference on the promotion of Distributed Renewable Energy Sources in the Mediterranean Region (DISTRES 2009)*, Nicosia, Cyprus

Thema	Datum	Autor	veröffentlicht in
A System Design Framework for Scalability Analysis of Geographic Routing Algorithms in Large-Scale Mesh Networks	März 2010	C. Müller, S. Subik, A. Wolff und C. Wietfeld, *TU Dortmund*	*3rd International OMNeT++ Workshop on the ACM/ ICST SIMUTools Conference*, Malaga, Spain, ACM/ ICST
Development and Demonstration of Decentralised Power Systems Culminating in a Future E-Energy Marketplace	2010	M. Laskowski und O. Franz, *RWE*; D. König und C. Rehtanz, *TU Dortmund*	it-Information Technology 52 (2010), Oldenbourg Verlag
Enhancing IEC 62351 to Improve Security for Energy Automation in Smart Grid Environments	Mai 2010	S. Fries, H.- J. Hof und M. Seewald, *Siemens AG*	*The Fifth International Conference on Internet and Web Applications and Services (ICIW 2010)*, Barcelona, Spain
Vom Smart Meter zum intelligenten Gateway	Mai 2010	M. Laskowski, *RWE*	gwf-Gas, Erdgas
Leistungsbewertung hoch skalierbarer IKT-System-architekturen	Oktober 2010	C. Müller und C. Wietfeld, *TU Dortmund*	Konferenzband „Smart Energy 2010“, Alcatel-Lucent Stiftung für Kommunikationsforschung, Dortmund
Modell für einen E-Energy Controller zur dynamischen Steuerung des Energieverbrauchs von Einfamilienhäusern und KMU	Oktober 2010	I. Kunold und M. Kuller, FH Dortmund	Smart Energy 2010, Alcatel-Lucent Stiftung für Kommunikationsforschung, Dortmund
ICT Reference Architecture Design based on Requirements for Future Energy Marketplaces	Oktober 2010	C. Wietfeld, C. Müller und J. Schmutzler *TU Dortmund;* S. Fries, A. Heidenreich und H.-J. Hof, *Siemens AG*	*IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm 2010)*, Gaithersburg, Maryland, USA, IEEE
IKT-Referenzarchitektur: Anforderungen und Entwurf	Oktober 2010	C. Wietfeld, C. Müller und J. Schmutzler, *TU Dortmund*	Smart Energy 2010, Alcatel-Lucent Stiftung für Kommunikationsforschung, Dortmund
Die Verbesserung der Energieeffizienz – Vom Smart Meter zum intelligenten Energiesystem der Zukunft	Oktober 2010	M. Laskowski, *RWE AG*	Smart Energy 2010, Alcatel-Lucent Stiftung für Kommunikationsforschung, Dortmund

Thema	Datum	Autor	veröffentlicht in
Transparenz im Verteilnetz	November 2010	G. Krost und T. Holtschneider, *Universität Duisburg-Essen;* A. Ebert und K.-M. Graf, *Siemens AG;* T. Quante, RWE; C. Sourkounis, F. Einwächter, und P. Stöber, *Ruhr-Universität Bochum*	Tagungsband VDE-Kongress 2010 "Intelligente Netze", Leipzig
Vom Smart Meter zum intelligenten Gateway, der Energiemarktplatz als Basis zukünftigen energetischen Handelns	2011	A. Breuer und M. Laskowski, *RWE AG*	Energy 2.0-Kompendium
Auswirkungen fluktuierender Einspeisungen auf das Gesamtsystem der elektrischen Energieversorgung	2011	C. Rehtanz, T. Noll und E. Hauptmeier, *TU Dortmund*	Energiewirtschaftliche Tagesfragen, No. 4,
Integration in Smart Grid erfordert bidirektionale Kommunikation	2011	C. Rehtanz, W. Horenkamp und S. Ruthe, *TU Dortmund*	etz, Heft 5
Smarte Ideen für zukünftige Stromnetze	2011	C. Rehtanz, *TU Dortmund*	Herausforderung Energie, 126. Versammlung der Gesellschaft Deutscher Naturforscher und Ärzte e.V., Max Planck Research Library
Energiemarktplatz der Zukunft	2011	M. Oltersdorf, *Siemens AG*	BWK 1/ 2-2011
Simulation of Powerline Communications with OMNeT++ in (static) Smart Grids	März 2011	H. Kellerbauer und H. Hirsch, *Universität Duisburg-Essen*	OMNeT++ Workshop 2011 (SimuTools 2011), Barcelona, Spanien
Simulation of Powerline Communications with OMNeT++ and INET-Framework	März 2011	H. Kellerbauer und H. Hirsch, *Universität Duisburg-Essen*	IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications (ISPLC 2011), Udine, Italien
Wireless M2M Communication Networks for Smart Grid Applications	April 2011	C. Wietfeld, H. Georg, S. Gröning, C. Lewandowski, C. Müller und J. Schmutzler, *TU Dortmund*	European Wireless 2011 (EW2011), Wien, Österreich
Die Evolution des Smart Meters zum intelligenten Gateway	2011	A. Breuer und M. Laskowski, *RWE AG*	Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. (2011) Heft 5

Thema	Datum	Autor	veröffentlicht in
PHY Modifications of IEEE 802.11 Systems for Transmission at Very Low SNR	Mai 2011	N. Langhammer, R. Reinhold und R. Kays, *TU Dortmund*	8th International Workshop on Multi-Carrier Systems & Solutions, Herrsching, Deutschland
Systemintegration für zukünftige Energienetze – Handlungsbedarf und Roadmap	Mai 2011	C. Rehtanz, *TU Dortmund*	ETG Fachtagung "Übertragung elektrischer Energie", Mannheim
Evaluation of operating modes of micro-cogeneration units and a modification of the load profile	Mai 2011	J. Teuwsen, L. Spitalny, J.M.A. Myrzik und C. Rehtanz, *TU Dortmund*	IEEE EnergyTech 2011, Cleveland, Ohio, USA
Transparency in the Distribution System	September 2011	G. Krost, T. Holtschneider, *Universität Duisburg-Essen;* A. Ebert, K.-M. Graf, *Siemens AG;* T. Quante, RWE; C. Sourkounis, und F. Einwächter, *Ruhr-Universität Bochum*	IFAC World Congress 2011, Mailand, Italien
A System Concept of an Energy Information System in Flats Using Wireless Technologies and Smart Metering Devices	September 2011	I. Kunold, M. Kuller, et al., *FH Dortmund*	IEEE IDAACS'2010 (Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications). Prag
Performance Analysis of Radio Propagation Models for Smart Grid Applications	Oktober 2011	C. Müller, H. Georg, M. Putzke und C. Wietfeld, *TU Dortmund*	Second IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm 2011), Brüssel, Belgien
Kommunikationstechnologien zur netzlastabhängigen Steuerung schaltbarer Lasten und Erzeuger im Modellversuch 2012 und im Smart Grid 2020	November 2011	M. Kuller, K. Henneböhle und I. Kunold, *FH Dortmund;* C. Müller und C. Wietfeld, *TU Dortmund*	Smart Energy 2011 (Fachtagung: Smart Grid oder die Zukunft der Energiewirtschaft). Dortmund: Verlag Werner Hülsbuch, Seiten 104-118
Evaluation of Wireless Smart Metering Technologies in Realistic Indoor Channels	November 2011	N. Langhammer und R.Kays, *TU Dortmund*	IEEE International Symposium on Wireless Communication Systems 2011 (ISWCS'11), Aachen

Thema	Datum	Autor	veröffentlicht in
Aus dem E-DeMa-Projekt: Anreizsysteme beim Kunden für eine aktive Teilnahme am Strommarkt	November 2011	S. Kreutz, H.-J. Belitz und D. König, *TU Dortmund;* P. Giese, *SWK Krefeld*	VDE ETG-Kongress 2011, Würzburg
Stromnetze und -kunden vor dem Hintergrund europäischer Herausforderungen	November 2011	C. Rehtanz, *TU Dortmund*	Smart Energy 2011 (Fachtagung: Smart Grid oder die Zukunft der Energiewirtschaft). Dortmund: Verlag Werner Hülsbuch
A system for energy analysis and control in one and two family houses using smart metering devices	November 2011	J. Bauer und I. Kunold, *FH Dortmund*	27th International Kandó Conference, Budapest, Ungarn, 11.2011
Data traffic analysis of a high-scaled smart grid network on the basis of DSL	November 2011	K. Henneböhle und I. Kunold, *FH Dortmund*	27th International Kandó Conference, Budapest, Ungarn, 11.2011
Lattice wave digital filters with minimized complexity for audio equalization in IP telecommunication applications	November 2011	I. Kunold, *FH Dortmund*	27th International Kandó Conference, Budapest, Ungarn, 11.2011.
Study on ICT System Engineering Trends for Regional Energy Marketplaces supporting Electric Mobility	März 2012	C. Müller, J. Schmutzler und C. Wietfeld, *TU Dortmund*	Buchkapitel in *Communication and Networking in Smart Grids,* Y. Xiao ed, Auerbach Publications, Taylor & Francis Group, CRC Press, Seiten 277-298
Modeling demand response of consumers to incentives using fuzzy systems	2012	T. Holtschneider und I. Erlich, *Universität Duisburg-Essen*	IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego
Assessment Method for Incentives and their Optimization considering Demand Response of Consumers	2012	T. Holtschneider und I. Erlich, *Universität Duisburg-Essen*	IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies (ISGT 2012), Berlin
A Modularized and Distributed Simulation Environment for Scalability Analysis of Smart Grid ICT Infrastructures	März 2012	C. Müller, H. Georg und C. Wietfeld, *TU Dortmund*	5th International Workshop on OMNeT++ co-located with International ICST Conference on Simulation Tools and Techniques (SIMUTools), Desenzano, Italy

Thema	Datum	Autor	veröffentlicht in
Coexistence Analysis of Access and Indoor Powerline Communication Systems for Smart Grid ICT Networks	März 2012	C. Müller, C. Lewandowski und C. Wietfeld, *TU Dortmund;* H. Kellerbauer und H. Hirsch, *Universität Duisburg-Essen*	16th IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications (ISPLC), Peking, China
Influence of M2M Communication on the Physical Resource Utilization of LTE	April 2012	C. Ide, B. Dusza, M. Putzke, C. Müller und C. Wietfeld, *TU Dortmund*	11th Wireless Telecommunications Symposium (WTS 2012), London, UK
A Greedy-based Network Planning Algorithm for Heterogeneous Smart Grid Infra-structures	Juni 2012	C. Müller und C. Wietfeld, *TU Dortmund*	8th International Conference on Wireless and Mobile Communications (ICWMC 2012), Venice, Italy
Enhanced Frequency Hopping for Reliable Interconnection of Low Power Smart Home Devices	August 2012	N. Langhammer und R. Kays, *TU Dortmund*	International Wireless Communications and Mobile Computing Conference (IWCMC 2012), Limassol, Cyprus
Technical and Economic Analysis of Future Smart Grid Applications in the E-DeMa Project	Oktober 2012	H.-J. Belitz, S. Winter, C. Müller, N. Langhammer, R. Kays, C. Wietfeld und C. Rehtanz, *TU Dortmund*	IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (IEEE PES ISGT Europe 2012)
Geschäftsmodelle verschiedener Marktakteure für die Laststeuerung im Haushaltssektor	November 2012	H.-J. Belitz, M. Bolczek und C. Rehtanz, *TU Dortmund*	VDE Kongress 2012: Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart
Zuverlässige Integration intelligenter Laststeuerung und dezentraler Energieerzeugung im E-Energy Projekt E-DeMa	November 2012	H.-J. Belitz, S. Kreutz, N. Langhammer, C. Müller, D. König, R. Kays, C. Wietfeld und C. Rehtanz, *TU Dortmund*	VDE Kongress 2012: Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart
Verteilte Architektur für eine ausgleichende Aggregation von Verbrauch und Erzeugung von Energie in Privathaushalten	November 2012	K. Hennebröhle, M. Kuller und I. Kunold, *FH Dortmund*	Smart Energy 2012 (Fachtagung: Wie smart ist der Weg zur Energiewende?), Verlag Werner Hülsbuch, Seiten: 123–134, Dortmund

Thema	Datum	Autor	veröffentlicht in
Technolgievergleich drahtloser Steuer-netzwerke für Smart Home und Smart Metering Anwendungen	November 2012	N. Langhammer und R. Kays, *TU Dortmund*	VDE Kongress 2012: Smart Grid - Intelligente Energiever-sorgung der Zukunft, Stuttgart
Traffic Engineering Analysis of Smart Grid Services in Cellular Networks	November 2012	C. Müller, M. Putzke und C. Wietfeld, *TU Dortmund*	IEEE International Conference on Smart Grid Communica-tions (IEEE SmartGridComm 2012), Tainan City, Taiwan
Entwicklung eines E-Energy-Marktplat-zes und erste Erfahrungen aus dem Feldversuch im E-DeMa-Projekt	November 2012	S. Winter und H.-J. Belitz, *TU Dortmund;* B. Werner, *Siemens AG*	Verlag Werner Hülsbusch / Fachverlag für Medientechnik und -wirtschaft, Boizenburg
Performance Evaluation of Wireless Home Automation Networks in Indoor Scenarios	2013	N. Langhammer und R. Kays, *TU Dortmund*	*accepted for publication in IEEE Transactions on Smart Grid 2013

Fachvorträge

Titel/Thema	Datum	Name	Veranstaltung
Next-Generation Power Industry: Old Markets – New Rules? Das E-Energy-Projekt der RWE Energy AG	05. Juni 2008	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	Bitkom, Köln
Von dezentral erzeugter Energie zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft	30. Juli 2008	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	ETP-Konferenz Smart Grids, Düsseldorf
Vom Smart Meter zum IKT-basierten Energiesystem der Zukunft	28. Oktober 2008	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	VWEW-Fachtagung „Dezent-rale Energiesysteme- Energie-effizienz durch moderne In-formations- und Kommunika-tionstechnologie“, Mannheim
Der intelligente Kunde: Vom Konsu-menten zum Produzenten?	19. Novem-ber 2008	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	BDEW-Jahrestagung, Messwe-sen 2008, Leipzig
Von Smart Metering zu E-Energy - Im-plementierungs- und Entwicklungspro-jekte bei RWE	11. März 2009	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	ABB-Symposium, 7. Schwet-zinger Energie-Dialog, Schwet-zingen
Das Elektrizitätssystem der Zukunft muss intelligent werden	16. März 2009	Andreas Brabeck	Kommunalbeirat Niederrhein, Schermbeck
Von Smart Metering zum E-Energy-Im-plementierungs- und Entwicklungs-projekt bei RWE	30. März 2009	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	Symposium „Smart Grids – Eine Herausforderung für die Energieversorger und Netz-betreiber, Ministerium Rhein-land-Pfalz, Mainz

Titel/Thema	Datum	Name	Veranstaltung
Vom Smart Meter über den eEnergy-Marktplatz bis zum Smart Home“ Seminar „Intelligente Zähler ..., wenn Zählertechnik und Kommunikationstechnik zusammentreffen	28. April 2009	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	EUROFORUM, Köln
Der elektronische Marktplatz: Von der regenerativen Erzeugung zum effizienten Energieverbrauch	07./08. Mai 2009	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Focus-Symposium: Energie-Mix der Zukunft, Berlin
E-DeMa – Load Management Down to the End Customer	27.Mai 2009	S. Rusitschka, Siemens	Greentech Media Konferenz, München
E-DeMa, Modellregion Ruhrgebiet	03./04. Juni 2009	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	2. BDEW-Forum „IT für die Energie-wirtschaft“ , Düsseldorf
Smart Metering Strategies for Smart Energy / Smart Grids. RWE's approach in smart metering	03./04. Juni 2009	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	5th Annual European Utilities Intelligent Metering, Berlin
Smart Metering, Die Zukunft der intelligenten Zähler	24. Juni 2009	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Workshop im Rahmen der IQPC-Konferenz „Liberalisierung Messstellenbetrieb und Messwesen“ , Frankfurt
SWK zählt intelligent	22. September 2009	J. Funk, SWK	ÜBV-Hauptversammlung in Dortmund
SWK zählt intelligent	23.September 2009	J. Funk, SWK	Siemens-Kundentage in Leipzig
Das E-Energy-Projekt E-DeMa	30. September / 01. Oktober 2009	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Siemens EA-Infotag, Mörfelden-Walldorf
Secure ICT Infrastructure for the future power grid at the example of E-DeMa project	Oktober 2009	A. Heidenreich, Siemens	4th international workshop on critical information infrastructures security, Oktober 2009, Bonn
Neues aus dem Projekt E-DeMa, „Dezentrale Energiesysteme und IKT für Erneuerbare Energien – vom passiven zum aktiven Kunden“	07./08. Oktober 2009	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	VWEW-Kongress, Wernigerode
Smart Meter und MUC in Anwendung bei E-DeMa	28. Oktober 2009	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	CSN-Symposium Smart Energy (internes RWE-Symposium) , Essen
Vom Smart Metering zum E-Energy-Implementierungs- und Entwick-lungsprojekt bei RWE	04. November 2009	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	ZzmFokus 2009, Frankfurt
Erste Praxiserfahrungen in Deutschland, Das E-Energy-Projekt E-DeMa	09./10. November 2009	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	EUROFORUM-Konferenz „Smart Grids 2010“ , Düsseldorf

Titel/Thema	Datum	Name	Veranstaltung
Determining why RWE-Germany has selected a non integrated me-ter2MUC-strategy to cost-effectively install smart meters nationwide	17. Novem-ber 2009	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	M2M, Smart Meters & Ho-mes, 17. 11.2009, Brüssel
Aktuelle und zukünftige Energiedienst-leistungen auf der Basis intelligenter Kommunikation	24./25. No-vember 2009	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	BDEW-Jahrestagung Messwe-sen 2009 Düsseldorf
Versorgungskonzepte für Elektrofahr-zeuge	26. Novem-ber 2009	Dipl.-Ing. D. König, TU Dortmund	D-A-CH-Tagung im BMWi Ber-lin
E-DeMa Wertschöpfungseffekte aus Sicht der Siemens AG	26. Novem-ber 2009	Michael Oltersdorf, Siemens	E-Energy Jahreskongress 2009, Berlin
Smart Meter bei RWE, Status und Per-spektiven	30. Novem-ber 2009	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	Lieferantentag 2009, Essen
Technologischer Ansatz für die Mo-dellregion E-DeMa	Januar 2010	A. Wolff, RWE	10. Jahrestagung Zähl- und Messwesen aktuell, Düssel-dorf, Deutschland
E-DeMa – Energiemarkt der Zukunft	Februar 2010	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	E-World of Energy, Talkrunde
Smart Meter und MUC in Anwendung bei E-DeMa	03. Februar 2010	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	RWE Power AG, Essen
Smart Meter und MUC in Anwendung bei E-DeMa	04. Februar 2010	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	RWE Vertrieb AG, Dortmund
Smart Meter und MUC in Anwendung bei E-DeMa	16. Februar 2010	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	Präsentation RWE KSG, Bo-chum
Kurzstatement, „Kundenanwendun-gen, Lastmanagement und Steuerung“	23. Februar 2010	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	BDEW, Workshop zum Thema „Energienetze der Zukunft“, Berlin
Die Verbesserung der Energieeffizienz, vom Smart Meter zum intelligenten Energie-system der Zukunft	26. Februar 2010	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	Regionalbeiräte West und Mitte, Mülheim
Energy Infrastructure Security: secu-rity for smart energy grids	März 2010	A. Heidenreich, Sie-mens	International Security Na-tional Resilience Conference, Abu Dhabi
A System Design Framework for Scala-bility Analysis of Geographic Routing Algorithms in Large-Scale Mesh Net-works	März 2010	C. Müller, TU Dort-mund	3rd International OMNeT++ Workshop on the ACM/ ICST SIMUTools Conference, Mal-aga, Spain, ACM/ ICST
Neues aus dem Projekt E-DeMa	02. März 2010	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	bdew LK Innovation/ F&E, Berlin
E-Energy – Smart Energy: Eine synopti-sche Übersicht, E-Energy, Digitalstrom, GreenIT etc. - Die neuen Energie-Me-chanismen im Unternehmen	09. März 2010	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	Köln

Titel/Thema	Datum	Name	Veranstaltung
Neue Energiewelten für Haushalte durch Smart Meter und E-DeMa, Vom Smart Meter zum intelligenten Energiesystem der Zukunft	11. März 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Journalisten-Workshop zum Thema „Smart Tech“ bei Verteilnetzen, Essen
Die Umstellung des Energieliefersystems für Verbraucher durch die Anwendung intelligenter Zählertechnologien	19. März 2010	J. Funck, SWK	Mitgliederversammlung des VDE Niederrhein in Krefeld
Die Verbesserung der Energieeffizienz, Vom Smart Meter zum intelligenten Energie-system der Zukunft	21. März 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	E-Energy-Speakers Corner, Hannover
Die Verbesserung der Energieeffizienz, vom Smart Meter zum intelligenten Energie-system der Zukunft	24. März 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Energiemanagement (KOMZUDE)
Die Verbesserung der Energieeffizienz, vom Smart Meter zum intelligenten Energie-system der Zukunft	04. Mai 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Innovations-Workshop, RWE Metering GmbH, Essen
Wie sieht die Weiterentwicklung von heutigen Smart Meter in Richtung intelligenter Gateways aus?	05. Mai 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Smart Metering - Positionen und Lösungskonzepte der Gaswirtschaft FIGAWA, Essen
Die Verbesserung der Energieeffizienz, vom Smart Meter zum intelligenten Energie-system der Zukunft	20. Mai 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	ABB Forschungszentrum, Ladenburg
Die Verbesserung der Energieeffizienz, vom Smart Meter zum intelligenten Energie-system der Zukunft	20. Mai 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	13. Deutschlandforum, Berlin
Präsentation des E-DeMa-Projektes	1. Juli 2010	S. Rottländer, SWK	Treffen der Elektro-Gemeinschaft Krefeld
The German Project E-Energy, RWE's project E-DeMa and the impact on Smart Grids	2. Juli 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	RWE Smart Metering International, Solihull
Smart Grids in der Energieversorgung der Zukunft	26. August 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	RWE-Kundentag 2010
SWK Metering-Projektarbeiten	31. August 2010	S. Rottländer, SWK	Treffen der „Netzwerkpartner“, Krefeld
Ansätze zu intelligenten Netzen der Zukunft, vom Smart Meter zum intelligenten Energiesystem der Zukunft	09. September 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Klimabeirat Stadt Ratingen
Konzept kritische Infrastruktur: Vulnerabilitäten moderner Stromnetze und wie wir damit umgehen	Oktober 2010	A. Heidenreich, Siemens	2. Workshop des Forschungsforums Öffentliche Sicherheit, Berlin
Modell für einen E-Energy Controller zur dynamischen Steuerung des Energieverbrauchs von Einfamilienhäusern und KMU	Oktober 2010	M. Kuller, FH Dortmund	Smart Energy 2010 (Fachtagung: Innovative, IKT-orientierte Konzepte für den Energiemarkt der Zukunft), Dortmund

Titel/Thema	Datum	Name	Veranstaltung
A communication concept based on web services for e-energy controllers and gateways in flats	Oktober 2010	I. Kunold, FH Dortmund	XXVI. International Kandó Conference, Budapest, Hungary
Leistungsbewertung hoch skalierbarer IKT-Systemarchitekturen	Oktober 2010	C. Müller, TU Dortmund	Fachtagung: Innovative, IKT-orientierte Konzepte für den Energiemarkt der Zukunft, Dortmund, Deutschland
ICT Reference Architecture Design based on Requirements for Future Energy Market-places	Oktober 2010	C. Müller, TU Dortmund	IEEE SmartGridComm 2010, Gaithersburg, Maryland, USA, IEEE
IKT-Referenzarchitektur: Anforderungen und Entwurf	Oktober 2010	C. Wietfeld, TU Dortmund	Fachtagung: Innovative, IKT-orientierte Konzepte für den Energiemarkt der Zukunft, Dortmund
Vom Smart Meter zum intelligenten Gateway	Oktober 2010	A. Wolff, RWE	Smart Metering Konferenz, GWF FIGAWA, München, Deutschland
Vom Smart Meter zum intelligenten Energiesystem der Zukunft - Anforderungen an Einkauf und Logistik	07. Oktober 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Einkauf und Logistik in der Energie- und Wasserwirtschaft, Nürnberg
Status E-DeMa	07./ 08. Oktober 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Group R&D Meeting, Hagen
Vom Smart Meter zum intelligenten Gateway	28. Oktober 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	FIGAWA, München
Der ‚alte' Endkunde und die ‚neue' Zählertechnologie	29. Oktober 2010	P. Giese, SWK	Fachtagung „Smart Energy 2010. Innovative, IKT-orientierte Konzepte für den Energiesektor der Zukunft", Dortmund
Die Verbesserung der Energieeffizienz, vom Smart Meter zum intelligenten Energie-system der Zukunft	29. Oktober 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Smart Energy 2010, Dortmund
Das Smart-Home im Smart-Grid: Drahtlostechnologien für Inhouse-Steuerungsaufgaben	November 2010	N. Langhammer, TU Dortmund	Vortrag, 1. VDE-Fachforum "Ruhr"
Moderner Stromhandel für dezentrale Kleinsteinspeiser in einem intelligenten Stromnetz der Zukunft	November 2010	D. König, TU Dortmund	VDI Wissensforum, Frankfurt
Die Verbesserung der Energieeffizienz, Vom Smart Meter zum intelligenten Energie-system der Zukunft	2./ 3. November 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Energiekongress Ruhr 2010, Essen
Smart Metering: Technische Anforderungen und Lösungen, vom Smart Meter zum intelligenten Energiesystem der Zukunft	12. November 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	5. RWE-Hochschuldialog, Essen
Vom Smart Meter zum intelligenten Energiesystem der Zukunft	8. Dezember 2010	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	ICTM-Forum, Köln

Titel/Thema	Datum	Name	Veranstaltung
Stromkunden als intelligente Einspeiser in das Verteilnetz – E-DeMa	2011	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Vortrag auf der Hannover-Messe 2011 im Rahmen der Vortragsreihe „Speakers Corner"
RF Mesh Systeme für Smart Metering: System Architektur und Leistungsbewertung	Februar 2011	C. Müller, TU Dortmund	ITG FG 5.2.1 Workshop "Energie-Informationsnetze und Systeme", Bremen
RF Mesh Systeme für Smart Metering: System Architektur und Leistungsbewertung	Februar 2011	C. Müller, TU Dortmund	ITG FG 5.2.1 Workshop „Energie-Informationsnetze und Systeme" Bremen
Simulation of Powerline Communications with OMNeT++ in (static) Smart Grids	März 2011	H. Kellerbauer, Universität Duisburg-Essen	OMNeT++ Workshop 2011 (SimuTools 2011), Barcelona, Spanien
Simulation of Powerline Communications with OMNeT++ and INET-Framework	März 2011	H. Kellerbauer, Universität Duisburg-Essen	IEEE ISPLC 2011, Udine, Italien
Informationstechnik für zukünftige Elektrizitätsnetze und Märkte	16. März 2011	Prof. Dr. Rehtanz, TU Dortmund	KIT, Karlsruhe
Die Zukunft der elektrischen Netze	21. März 2011	Prof. Dr. Rehtanz, TU Dortmund	Tagung Exzellenz NRW, Düsseldorf
Vom Smart Meter zum intelligenten Energiesystem der Zukunft	29. März 2011	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	EVK Smart Tech, IQPC, Frankfurt
Diskussionsrunde der VHS im Kreis Viersen, moderiert von der Rheinischen Post, unter dem Titel „Wann werden unsere Stromnetze intelligent?"	30. März 2011	J. Funck, SWK	
Wireless M2M Communication Networks for Smart Grid Applications	April 2011	C. Wietfeld, TU Dortmund	European Wireless 2011 (EW2011), Wien, Österreich
Stromkunden als intelligente Einspeiser im Verteilnetz	05. April 2011	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	E-DeMa – E-Energy-Modellregion, Hannover Messe, Speakers Corner, Hannover
The need to get the customer involved, Life Needs Power	06. April 2011	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Hannover, ZVEI
Vom Smart Meter zum intelligenten Energiesystem der Zukunft	08. April 2011	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Infotage RWE IT 2001, Krefeld
E-Energy-Projekt E-DeMa. Statusbericht E-DeMa	12. April 2011	S. Kreutz, TU Dortmund	ETG-Symposium „Verteilnetze von morgen", Darmstadt
Statusbericht E-DeMa	12. – 14. April 2011	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	VDE-Symposium „Innovative Informations- und Kommunikationstechnologien als Rückgrat von Smart Distribution 2011", Darmstadt
PHY Modifications of IEEE 802.11 Systems for Transmission at Very Low SNR	Mai 2011	N. Langhammer, TU Dortmund	8th International Workshop on Multi-Carrier Systems & Solutions, Herrsching

Titel/Thema	Datum	Name	Veranstaltung
Systemintegration für zukünftige Energienetze – Handlungsbedarf und Roadmap	09. Mai 2011	Prof. Dr. Rehtanz, TU Dortmund	ETG Fachtagung "Übertragung elektrischer Energie", Mannheim
E-Energy Project E-DeMa	18. Mai 2011	S. Kreutz, TU Dortmund	IEA DSM Task XVII Workshop, Valbonne, Frankreich
Neue Konzepte dezentral vernetzter Energiesysteme – Bestandsaufnahme und Ausblick	18. Mai 2011	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	smart meter, smart grid, smart energy 2.0, figawa, Essen
Smart Grids - Die Zukunft der Netze und des Gesamtsystems der elektrischen Energieversorgung	24.Mai 2011	Prof. Dr. Rehtanz, TU Dortmund	Fachtagung Firma Diehl, Hemer
Introduction of System Service Mechanisms for DNOs	Juni 2011	A. Ebert, Siemens	Poster-Session bei CIRED 2011 in Frankfurt/Main
A Plug&Play concept for IEC 61850 in a Smart Grid	Juni 2011	K. Eger, Siemens	21st International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2011), Frankfurt
Netzstützung und Systemdienstleistung durch dezentrale Erzeuger und Lasten	07. Juni 2011	Prof. Dr. Rehtanz, TU Dortmund	DLR Fachtagung „Versorgungssicherheit im Stromsektor“, Stuttgart
Die Stromnetze in NRW vor dem Hintergrund europäischer Anforderungen	16. Juni 2011	Prof. Dr. Rehtanz, TU Dortmund	Lenkungskreis Netzwerk Kraftwerkstechnik, Düsseldorf
Marktplätze und neue Rollen des Energiehandels	04. - 05. Juli 2011	D. König, TU Dortmund	Forum Energieinformationsnetz der E.ON-IT Hannover
A System Concept of an Energy Information System in Flats Using Wireless Technologies and Smart Metering Devices	September 2011	Prof. Dr. I. Kunold, FH Dortmund	IEEE IDAACS’2010 (Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications). Prag, Tschechien: IEEE
Die Verbesserung der Energieeffizienz	15. September 2011	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	KGSt-Forum 2011, Nürnberg
Tomorrow’s smart energy systems - Looking ahead to sustainable energy supply grids	20. September 2011	Prof. Dr. Rehtanz, TU Dortmund	150 Jahre Freundschaft Japan – Deutschland, Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung NRW, Essen
E-DeMa – E-Energy-Modellregion, Projektvorstellung	30. September 2011	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	2. Sitzung Kommunalbeirat Essen-Mülheim, Mülheim/Ruhr
Performance Analysis of Radio Propagation Models for Smart Grid Applications	Oktober 2011	C. Müller, TU Dortmund	Second IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm 2011), Brüssel, Belgien
Präsentation des Projekts auf der Fachkonferenz „Smart Solutions“	05./06. Oktober 2011	S. Häring, Miele	Düsseldorf

Titel/Thema	Datum	Name	Veranstaltung
Kommunikationstechnologien zur netzlastabhängigen Steuerung schaltbarer Lasten und Erzeuger im Modellversuch 2012 und im Smart Grid 2020	November 2011	M. Kuller, FH Dortmund und C. Müller, TU Dortmund	Smart Energy 2011, Fachtagungsband: Smart Grid oder die Zukunft der Energiewirtschaft Dortmund
Evaluation of Wireless Smart Metering Technologies in Realistic Indoor Channels	November 2011	N. Langhammer, TU Dortmund	IEEE International Symposium on Wireless Communication Systems 2011 (ISWCS'11), Aachen
Development and Demonstration of Decentralised Power Systems Culminating in a Future E-Energy Marketplace	05. November 2011	H.-J. Belitz, TU Dortmund	2011 Junior Experts Exchange Program (Japan – Germany), Bonn
Stromnetze in NRW vor dem Hintergrund europäischer Herausforderungen	08. November 2011	Prof. Dr. Rehtanz, TU Dortmund	2. VDE-Fachforum Ruhr, Dortmund
Stromnetze und -kunden vor dem Hintergrund europäischer Herausforderungen	11. November 2011	Prof. Dr. Rehtanz, TU Dortmund	Fachtagung Smart Energy 2011, Dortmund
Research and trends for Smart Grids	17. November 2011	Prof. Dr. Rehtanz, TU Dortmund	Clyde Bergemann Sales Conference 2011, Wesel
A system for energy analysis and control in one and two family houses using smart metering devices	17. - 18. November 2011	J. Bauer, FH Dortmund	27th International Kandó Conference, Budapest, Ungarn: Óbudai University, 11.2011
Data traffic analysis of a high-scaled smart grid network on the basis of DSL	17. – 18. 11.2011	K. Henneböhle, FH Dortmund	27th International Kandó Conference, Budapest, Ungarn: Óbudai University, 11.2011
Lattice wave digital filters with minimized complexity for audio equalization in IP telecommunication applications	17. – 18. November 2011	Prof. Dr. I. Kunold, FH Dortmund	27th International Kandó Conferencem, Budapest, Ungarn: Óbudai University, 11.2011
Smart Grids as Market Place and Integration Platform for Renewable Energy in Germany and Europe	29. November 2011	Prof. Dr. Rehtanz, TU Dortmund	Power Event at Danish Technical Univ. (DTU), Kopenhagen
Herausforderungen für die elektrische Energieversorgung der Zukunft	02. Dezember 2011	Prof. Dr. Rehtanz, TU Dortmund	Berlin Brandenburgische Akademie der Wissenschaften, Berlin
Energiemanagement und Technik	18. Januar 2012	S. Rottländer, SWK	Seminarreihe Hochschule Niederrhein , Krefeld
Auf dem Weg zur Smart City: E-DeMa, E-world energy & water 2012	07.-09. Februar 2012	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	e-World, Essen
A Modularized and Distributed Simulation Environment for Scalability Analysis of Smart Grid ICT Infrastructures	März 2012	C. Müller, TU Dortmund	5th International Workshop on OMNeT++ co-located with International ICST Conference on Simulation Tools and Techniques (SIMUTools), Desenzano, Italy

Titel/Thema	Datum	Name	Veranstaltung
Potenziale für verschiebbare Lasten am Beispiel E-DeMa - Nachfrage- und Angebotssteuerung in der Energiever-sorgung der Zukunft	22. März 2012	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	BMWi, Bonn
Energie-IKT-Systeme zur dynamischen Steuerung von Erzeugung und Konsum - elektrischer Energie in Smart Grids	26. März 2012	Prof. Dr. I. Kunold, FH Dortmund	Forschungsfrühstück, Dort-mund
Influence of M2M Communication on the Physical Resource Utilization of LTE	April 2012	C. Ide, TU Dort-mund	11th Wire-less Telecommuni-cations Symposium (WTS 2012), London, UK
Betriebswirtschaftlicher Nutzen für Kunden und Stromlieferanten durch Laststeuerung in E-DeMa	10. Mai 2012	H.-J. Belitz, TU Dortmund	Smart Grid Evaluation-sworkshop, Frankfurt/Main
Business cases for active demand - E-DeMa	10. Mai 2012	S. Kreutz, TU Dort-mund	2nd Belgian workshop, Brügge, Belgien
Interaction aggregator/E-box/consu-mer - E-DeMa	10. Mai 2012	S. Kreutz, TU Dort-mund	2nd Belgian workshop, Brügge, Belgien
Dezentral vernetzte Energiesysteme am Beispiel Mülheim, Smart Meter, Smart Grid, Smart Energy 2.0 Intelli-gente Wege in ein neues Energiezeit-alter	31. Mai 2012	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	Smart Energy 2.0, Dortmund
A Greedy-based Network Planning Al-gorithm for Heterogeneous Smart Grid Infra-structures	Juni 2012	C. Müller, TU Dort-mund	8th International Conference on Wireless and Mobile Com-munications (ICWMC 2012), Venice, Italy
Modellprojekt E-DeMa – Neue Pro-dukte für erneuerbare Energien auf neuen Energiehandelsplattformen	14. Juni 2012	J. Funck, SWK und Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	eday, Dortmund
Enhanced Frequency Hopping for Reli-able Interconnection of Low Power Smart Home Devices	August 2012	N. Langhammer, TU Dortmund	International Wireless Com-munications and Mobile Com-puting Conference (IWCMC 2012), Limassol, Cyprus
Generic Model for a Smart Distribu-tion Grid, its Evolutionary Technical Implementation and the Energy Mar-ket Place of the Future	26.-31. Au-gust 2012	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	Cigre 2012, Paris
E-DeMa	11. Septem-ber 2012	S. Rottländer, SWK	Vortrag beim VKU (Verband kommunaler Unternehmen e.V.), Essen
E-Energy-Projekt E-DeMa: IKT-Infra-strukturen für Load-Balancing in Pri-vathaushalten	10./11. Sep-tember 2012	Dr. J. Tusch, RWE	Europäische Akademie, Berlin
Zwischenergebnisse und Botschaften aus E-DeMa	24. Septem-ber 2012	Prof. Dr. M. Las-kowski, RWE	Vernetzungstreffen E-Energy, Berlin

Titel/Thema	Datum	Name	Veranstaltung
Smart Energy – Projekte der RWE Deutschland AG	26. September 2012	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	RWE Vertrieb AG, Dortmund
Technical and Economic Analysis of Future Smart Grid Applications in the E-DeMa Project	Oktober 2012	H.-J. Belitz, TU Dortmund	IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (IEEE PES ISGT Europe 2012), Berlin
Wie der Verbraucher das Internet der Dinge mitgestaltet – Erfahrungen aus dem Projekt E-DeMa	8. Oktober 2012	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Wuppertal Institut, Wuppertal
E-Energy-Projekt E-DeMa, E-DeMa Mülheim/Ruhr: Smart Meters - Gateways – Geschäftsmodelle Smart Metering: Alles im grünen Bereich?	25. Oktober 2012	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Bitkom, Köln
E-Energy-Projekt E-DeMa, Modellregion SW Krefeld	29. Oktober 2012	S. Rottländer, SWK	OTTI-Fachforum Smart Meter, Würzburg
Geschäftsmodelle verschiedener Marktakteure für die Laststeuerung im Haushalts-sektor	November 2012	H.-J. Belitz, TU Dortmund	VDE Kongress 2012: Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart
Entwicklung eines E-Energy-Marktplatzes und erste Erfahrungen aus dem Feldversuch im E-DeMa-Projekt	November 2012	H.-J. Belitz, TU Dortmund	Smart Energy 2012, Dortmund
Zuverlässige Integration intelligenter Laststeuerung und dezentraler Energieerzeugung im E-Energy Projekt E-DeMa	November 2012	N. Langhammer, TU Dortmund	VDE Kongress 2012: Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart
Technolgievergleich drahtloser Steuernetzwerke für Smart Home und Smart Metering Anwendungen	November 2012	N. Langhammer, TU Dortmund	VDE Kongress 2012: Smart Grid - Intelligente Energiever-sor-gung der Zukunft, Stuttgart
Traffic Engineering Analysis of Smart Grid Services in Cellular Networks	November 2012	C. Müller, TU Dortmund	IEEE Interna-tional Conference on Smart Grid Communications (IEEE SmartGridComm 2012), Tainan City, Taiwan
Coexistence Analysis of Access and Indoor Powerline Communication Systems for Smart Grid ICT Networks	März 2012	C. Müller, TU Dortmund	16th IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications (ISPLC), Peking, China
Erste Ergebnisse aus dem E-Energy-Projekt E-DeMa	8./9. November 2012	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	ZzmfokuS, Marien-feld
Wie der Verbraucher das Internet der Dinge mitgestaltet – Erfahrungen aus dem Projekt E-DeMa	13. Novemeber 2012	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	RWE Vertrieb AG, Dortmund
Treffen Begleitforschung	20. November 2012	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Treffen Begleitforschung, Dortmund

Titel/Thema	Datum	Name	Veranstaltung
Smart City, das intelligente Netz in der Stadt	22. November 2012	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Smart Energy 2012, Dortmund
Verteilte Architektur für eine ausgleichende Aggregati-on von Verbrauch und Erzeugung von Energie in Privathaushalten	23. November 2012	K. Henneböhle, FH Dortmund	Smart Energy 2012, Dortmund
Smart Grids: The future challenges for distribution grids. Results of the E-DeMa Smart Grid project	15./16. Dezember 2012	Prof. Dr. M. Laskowski, RWE	Malmö, Schweden
Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy Marktplatz der Zukunft	06. Juli 2010	J. Funck, SWK	Sitzung des „CO2-Arbeitskreises“, Krefeld

Projektpräsentationen auf Messen, Pressekonferenzen usw.

Datum	Teilnehmer	Veranstaltung
19.-23. April 2010	FH Dortmund, TU Dortmund	Hannover-Messe 2010
1.- 5. März 2011	FH Dortmund	CeBIT 2011, Hannover
4.- 8. April 2011	Konsortium	Hannover Messe 2011 „Smart Efficiency“, Hannover
27. Juli 2011	RWE, FH Dortmund	RWE Bürgerinformationsveranstaltung in Mühlheim-Saarn (Kloster Saarn), Mülheim
2. August 2011	Konsortium	E-DeMa Meilensteintreffen HMS3 bei SWK, Krefeld
1. September 2011	RWE, FH Dortmund	22. Mülheimer Umweltmarkt, Mühlheim
23.-27. April 2012	FH Dortmund, TU Dortmund	Hannover-Messe 2012
14.- 17. September 2011	FH Dortmund	ELEKTROTECHNIK 2011, Dortmund